

Inversiones
Eléctricas del Sur
S.A.

A nighttime aerial photograph of a city, likely Bogotá, Colombia. The image shows a dense urban landscape with numerous lights from buildings and streets. A prominent feature is a modern building with a distinctive, illuminated, curved facade. The foreground is dominated by dark, silhouetted trees, and the overall scene is bathed in the cool blue and white tones of city lights at night.

Reporte Anual
2021

grupo
SAEESA

NUESTRA EMPRESA

Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (la "Sociedad" o la "Empresa") es el vehículo a través del cual los fondos canadienses de inversión Ontario Teachers' Pension Plan Board (OTPPB) y Alberta Investment Management Corp. (AIMCo) controlan las empresas que integran el Grupo Saesa, el que participa en los negocios de distribución y transmisión eléctrica, y en menor medida en el de generación.

Integran el Grupo Saesa diversas empresas operativas, entre las cuales se encuentran las distribuidoras de energía eléctrica Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel), Compañía Eléctrica Osorno (Luz Osorno) y Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (Edelaysen), empresas ligadas a transmisión de energía eléctrica como Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA), Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC), Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN), Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT), Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. y Tolchén Transmisión SpA, una empresa comercializadora de energía eléctrica como Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA) y una empresa generadora de energía eléctrica Sagesa S.A.

Así mismo, forman parte del grupo las sociedades Saesa Gestión y Logística SpA y Saesa Innova SpA

Grupo Saesa está organizado bajo una estructura operacional descentralizada y gestión centralizada, que permite a las empresas operativas mantener su presencia y cercanía con los clientes en las distintas zonas de concesión y facilitar la generación de nuevas alternativas de negocios dentro del giro eléctrico.

Tabla de Contenidos

- 02 Nuestra Empresa
- 06 Carta del Presidente

08 CAPÍTULO 1



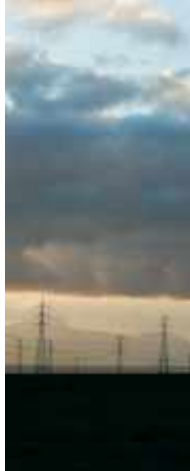
- 10 Misión y Visión Corporativa
- 11 Antecedentes de la Sociedad
- 12 Accionistas de la Sociedad
- 13 Relación de la Propiedad
- 14 Gobierno Corporativo
- 18 Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible
- 20 Directorio
- 22 Administración
- 24 Estructura Organizativa
- 26 Comité Ejecutivo
- 28 Reseña Histórica

34 CAPÍTULO 2



- 36 Antecedentes Relevantes
- 40 Factores de Riesgo
- 46 Marcha de la Empresa
- 60 Gestión Comercial
- 64 Pequeños Medios de Generación
- 68 Hechos Relevantes
- 70 Gestión Financiera

74 CAPÍTULO 3



- 76 Sector de la Industria
- 82 Actividades y Negocios
- 88 Marcas de la Compañía
- 90 Zonas de Operación
- 96 Centros de Atención
- 94 Empresas Filiales
- 129 Declaración de Responsabilidad

- 132 Estados Financieros
- 242 Análisis Razonado

An aerial photograph showing a wooden walkway with metal railings extending over a dense forest and a river. The forest is lush green, and the river is a deep blue. The walkway is made of dark wood and has a metal railing with a red stripe. The perspective is from above, looking down at the walkway and the surrounding landscape.

Carta del Presidente

Iván Díaz-Molina





Puente de madera en Futaleufú, Palena.

El año 2021 fue un año de reinención para el Grupo Saesa, y es que como muchas empresas del país y del mundo, debimos seguir adaptándonos al nuevo paradigma provocado por la pandemia, sorteando con éxito los desafíos que el Covid- 19 y los cambios regulatorios trajeron consigo, gracias al compromiso incondicional, flexibilidad y colaboración que nos caracteriza.

Por ese motivo, quisiera volver a destacar y agradecer profundamente el esfuerzo y dedicación de cada uno de nuestros colaboradores que continuaron adaptándose a los nuevos desafíos, realizando su labor con el profesionalismo que los caracteriza, ya sea en modalidad de teletrabajo o en terreno, resguardando siempre su integridad y salud, y poniendo siempre en el centro a nuestros clientes.

Gracias a este esfuerzo, 2021 quedará marcado en la historia de Grupo Saesa por un importante hito que valoramos especialmente: alcanzamos la mejor **calidad de servicio** desde que operamos.

Para responder a las necesidades sociales derivadas de la pandemia, seguimos entregando apoyo a las familias más vulnerables a través de alternativas de pago propias del Grupo Saesa. Asimismo, y de acuerdo con lo establecido por la **Ley de Servicios Básicos**, suspendimos los cortes de suministro por no pago y extendimos las facilidades. Este esfuerzo es parte de nuestro compromiso con las más de 950 mil familias que hoy son nuestros clientes, a quienes también aprovecho de agradecer por adaptarse a este entorno un tanto incierto.

Por ese motivo seguimos fortaleciendo las relaciones con los vecinos de nuestra zona de concesión. Estamos aprovechando la tecnología para llevar adelante nuestros planes de vinculación con la comunidad, la que nos permitió llegar a más personas con nuestros programas de educación, emprendimiento femenino, y cuidado del medio ambiente. Además, avanzamos con la conexión de sedes comunitarias a la red eléctrica.

Valoramos especialmente la capacitación que damos en la Academia de Emprendimiento que busca transformar y generar cambios a pequeños negocios de emprendedoras que asisten a nuestro programa **Mujeres con Energía**.

Agradecemos profundamente los **reconocimientos**. Uno de los más gratificantes es la evaluación realizada por los mismos trabajadores y que nos ubicó en el primer lugar del ranking nacional "Great Place To Work" como la mejor empresa para trabajar en Chile de más de mil colaboradores. Esto ratifica que la labor que hacemos de la mano de nuestros trabajadores va en la dirección correcta: Grupo Saesa cuida, acoge y capacita a las personas que lo conforman, buscando el equilibrio entre la vida personal y altos estándares de eficiencia, productividad y compromiso con sus clientes.

Así mismo, por tercer año consecutivo, Grupo Saesa recibió el Reconocimiento FGE (Fundación Generación Empresarial) al Compromiso con la Integridad 2021 por nuestro trabajo permanente de promoción de una cultura de integridad y buenas prácticas corporativas. También fuimos reconocidos por First Job como una de las cinco mejores empresas para realizar la Práctica Profesional en Chile y obtuvimos además el reconocimiento de "Most Innovative Companies" categoría Utilities, en el Ranking Most Innovative Companies 2021.

Junto a lo anterior, el robusto plan de inversiones que iniciamos en 2018, cuando comprometimos US\$ 1.500 millones a cinco años y que



permitió el impulso de 3.400 proyectos de mejoramiento en nuestras redes, ya muestra resultados relevantes. En 2021 el tiempo sin suministro eléctrico disminuyó considerablemente en comparación con el año 2017: Frontel avanzó de 58,9 a 26,4 horas; Saesa de 21,0 a 13,4 horas y Edelayesen de 34,4 a 13,9 horas. Son cifras muy positivas considerando los desafíos que representan la dispersión geográfica de la población, el paisaje accidentado y las dificultades climáticas propias del sur de nuestro país.

Además, en 2021 invertimos \$190.036 millones en soluciones tecnológicas para sostener en el tiempo la calidad de la energía que entregamos. Desarrollamos alternativas para mantener la continuidad del suministro durante desconexiones programadas, iniciamos un programa piloto de soterramiento de redes en sectores rurales de alta densidad arbórea, instalamos 510 nuevos equipos digitales de maniobras a distancia y 4 sistemas de respaldo para comunas completas, junto con la ampliación de capacidad de 2 centrales que cumplen esta misma labor.

Esto refleja el compromiso y mirada de largo plazo de nuestros accionistas para respaldar el desarrollo eficiente y sustentable de la energía en nuestro país.

En cuanto a los resultados financieros, registramos un **EBITDA** de \$144.460 millones, un 9,9% superior al obtenido en el 2020. Lo anterior se explica por los negocios en Transmisión.

En 2021 implementamos una reestructuración interna que, en una primera etapa, separó nuestros negocios de distribución y transmisión, y creó la filial Saesa Innova. Durante 2022, continuaremos el proceso con la separación del negocio de generación eléctrica.

Estamos conscientes de los desafíos que presenta el mundo actual y confiamos en que hemos avanzado sosteniblemente para dar respuesta a las exigencias económicas, ambientales y sociales. Porque



somos energía que conecta y transforma vidas, continuaremos aportando a la descarbonización de la matriz a través de soluciones energéticas renovables, invirtiendo para mejorar día a día la calidad de servicio y trabajando para llevar energía a los sectores más apartados del sur del país.

Iván Díaz-Molina
PRESIDENTE

Capítulo 1

Misión y Visión Corporativa

Antecedentes de la Sociedad

Accionistas de la Sociedad

Relación de la Propiedad

Gobierno Corporativo

Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible

Directorio

Administración

Estructura Organizativa

Reseña Histórica



Misión y Visión Corporativa

Postulados

Visión

Mejorar la calidad de vida de las personas y contribuir al desarrollo sustentable del país, entregando energía confiable y segura.

Nuestro trabajo se fundamenta en un profundo compromiso con nuestros clientes, el cuidado y desarrollo

de nuestros trabajadores y la modernización de la industria eléctrica en Chile.

Nuestra visión tiene una perspectiva de largo plazo, que busca crear valor para nuestros accionistas.

Misión

En los siguiente dos años el Grupo Saesa deberá implementar un cambio disruptivo en su negocio, alcanzando un nuevo estándar en calidad de servicio y fortaleciendo significativamente su relación con los clientes. La compañía deberá implementar con éxito los proyectos de Nueva Norma Técnica y Medición Inteligente, asegurando además consolidar su liderazgo en seguridad laboral en la industria. La empresa deberá ser un actor relevante en el desarrollo del marco regulatorio y nuevas tecnologías de la industria en Chile, promoviendo un trabajo cercano con reguladores y comunidades.

Al año 2022 el Grupo Saesa deberá redefinir la relación con sus clientes, potenciando nuevos sistemas digitales que mejoren la experiencia y desarrollando una cultura verdaderamente centrada en los clientes.

Para construir el futuro, el Grupo Saesa deberá promover la innovación en todos los ámbitos de su negocio y explorar las oportunidades que ofrecen las nuevas tecnologías en bienes y servicios eléctricos de uso diario de los clientes.

Crecimiento y Visión 2022

El año 2022 el Grupo Saesa deberá tener un cambio disruptivo en todos los ámbitos de su negocio. La empresa deberá implementar exitosamente sus proyectos de inversión y redefinir su relación con el cliente. Se deberá asegurar un equipo de personas con una cultura de excelencia y ser percibida como la mejor opción para trabajar en la industria. La compañía deberá además asegurar su liderazgo en seguridad laboral y crecer creando valor económico real para sus accionistas.

Antecedentes de la Sociedad



DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

La Sociedad fue constituida como una sociedad por acciones mediante escritura pública de fecha 10 de junio de 2008, otorgada en la notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso, cuyo extracto autorizado fue inscrito a fojas 26.156 N°17.956 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con fecha 14 de junio de 2008.

Por escritura pública de 31 de julio de 2008, otorgada en la notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso, se modificó y transformó la Sociedad en una sociedad anónima cerrada, Inversiones Eléctricas del Sur S.A., cuyo extracto autorizado fue inscrito a fojas 38.356 N°26.394 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con fecha 22 de agosto de 2008.

Identificación de la Sociedad

Razón Social

Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

Nombre de Fantasía

Eléctricas del Sur

Rol Único Tributario

76.022.072-8

Domicilio Legal y Comercial

Isidora Goyenechea 3621 Piso 3, Las Condes, Santiago

Fono

+56 2 2414 7010 – 2 2414 7500

Fax

+56 2 2414 4709

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Valores

N° 1.016

Correo Electrónico

infoinversionistas@saesa.cl

Sitio Web

www.gruposoesa.cl

Fono Atención Inversionista

+56 64 238 5400

Accionistas de la Sociedad



Carretera Austral, Cerro Castillo.

De acuerdo con lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, el controlador de la compañía es la Sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, que posee un 99,99% de participación en su capital accionario de forma directa.

Durante el año 2021, no se realizaron transacciones de acciones de la sociedad.

PROPIEDAD Y CONTROL

Las acciones de la Sociedad se distribuyen en dos series: Serie "A", con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias; y Serie "B", con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias, pero que tienen, además, una preferencia, consistente en que el Directorio de la Sociedad deberá citar a Junta Ordinaria o Extraordinaria de Accionistas cuando así lo solicite el 5% de las acciones emitidas de esta serie, y una limitación, consistente en que estas acciones no tendrán derecho a participar en las elecciones de Directores de la Sociedad. La duración de las acciones Serie A y Serie B es de cien años a contar del día 31 de julio de 2008.

ACUERDOS CONJUNTOS

Entre los socios de Inversiones Grupo Saesa Limitada, controlador de la Sociedad, existe un acuerdo de fecha 24 de julio de 2008, el cual contempla, entre otras materias, ciertas restricciones a la transferencia de los derechos sociales en dicha sociedad.

A su vez, entre los accionistas de la Sociedad existe un pacto de accionistas de la misma fecha, el cual también contempla ciertas restricciones a la libre disposición de las acciones que cada uno de ellos mantiene en la Sociedad.

Asimismo, a nivel de las filiales Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. existen pactos de accionistas, los cuales fueron celebrados con la misma fecha, entre los accionistas mayoritarios de dichas sociedades y también contemplan limitaciones a la libre disposición de las acciones de ellos en las mencionadas sociedades.

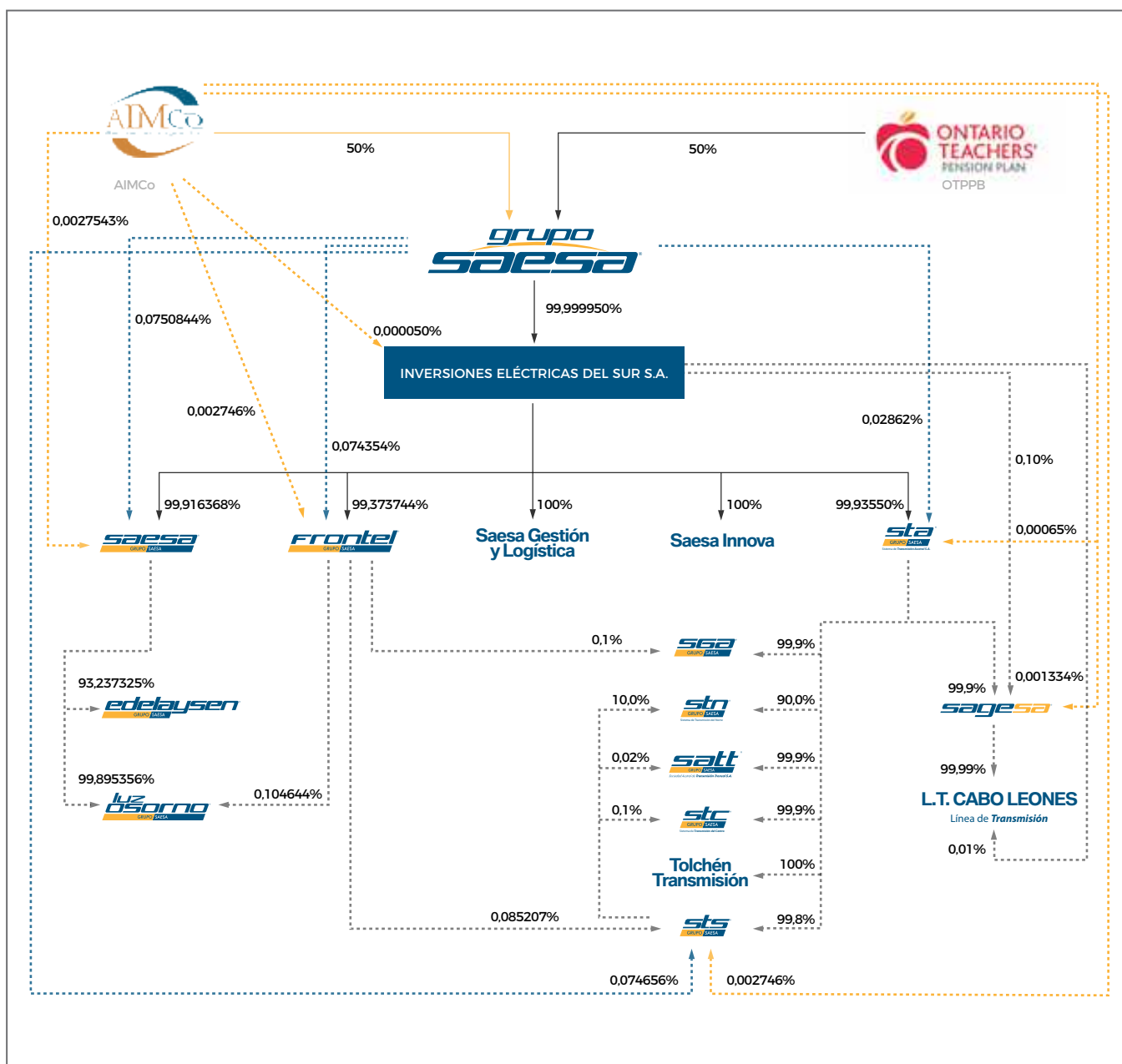
Por último, la filial Sagesa S.A. y la filial de Sociedad de Transmisión Austral S.A., Sistema de Transmisión del Sur S.A., cuentan con pactos de accionistas celebrados el 22 de junio de 2012, los cuales contemplan limitaciones a la libre disposición de las acciones en ambas sociedades.

Al 31 de diciembre de 2021, se registran dos accionistas en la Sociedad:

	ACCIONES SERIE A	ACCIONES SERIE B	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL DE PARTICIPACIÓN
INVERSIONES GRUPO SAESA	60	79.573.672	79.573.732	99,999950 %
CÓNDOR HOLDING SpA	40	-	40	0,000050 %
	100	79.573.672	79.573.772	100 %

Relación de la Propiedad

Al 31 de diciembre de 2021 la estructura de la propiedad es la siguiente:





Gobierno Corporativo

Al Directorio de la Sociedad le corresponde la administración de ésta y su representación judicial y extrajudicial, teniendo todos los deberes y atribuciones a él conferidos por la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas y su Reglamento. El Directorio de la Sociedad se reúne en forma ordinaria mensualmente con la finalidad de tratar los diversos temas propios de su competencia, ocasión en la que además son informados por el Gerente General sobre la marcha de la Sociedad. El Directorio también se reúne extraordinariamente en aquellos casos que ello resulte conveniente y/o necesario. Lo anterior, sin perjuicio del derecho de los Directores de ser informados en cualquier tiempo de todo lo relacionado con la marcha de la Sociedad. La remuneración del Directorio es fijada anualmente por la Junta Ordinaria de Accionistas.

Los accionistas de la Sociedad se reúnen en Juntas Ordinarias y Extraordinarias. Las primeras se celebran una vez al año, dentro del primer cuatrimestre, para decidir respecto de las materias propias de su conocimiento. Las segundas pueden celebrarse en cualquier tiempo, cuando así lo exijan las necesidades sociales, para decidir cualquier materia que la ley o los estatutos de la Sociedad entreguen al conocimiento de las Juntas de Accionistas.

La Sociedad cuenta con un Manual de Adquisición o Enajenación de Valores y Manejo y Divulgación de Información de Interés para el Mercado, cuya última versión fue aprobada por el Directorio de la Sociedad con fecha 28 de enero de 2010 y se encuentra disponible en el sitio web de la Sociedad.

La Ley N° 21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos estableció que las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica se sujetarán a las normas sobre operaciones entre partes relacionadas del Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas y, además, deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.



Viaducto del Malleco, Collipulli.

De conformidad a lo anterior, las distribuidoras de energía eléctrica pertenecientes a Grupo Saesa sólo podrán celebrar operaciones entre partes relacionadas de conformidad a las disposiciones de dicho Título, a partir del 1 de enero de 2021.

Para estos efectos, el Directorio de dicha sociedad adoptó, con fecha 16 de diciembre de 2020, una Política General de Habitualidad, la cual tiene por objeto determinar las operaciones habituales de las distribuidoras que, siendo ordinarias o recurrentes en consideración a su giro social, podrán efectuarse, ejecutarse y/o celebrarse con partes relacionadas sin cumplir con las formalidades y procedimientos establecidos en el artículo 147 de la Ley sobre Sociedades Anónimas.

MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS Y PROGRAMA DE COMPLIANCE

Las empresas pertenecientes a Grupo Saesa han internalizado valores y compromisos que buscan fomentar



una cultura empresarial que, además de dar cabal cumplimiento a los mandatos legales y reglamentarios que le son aplicables, implique que tanto las compañías como sus trabajadores y colaboradores se comporten de manera ética, transparente e íntegra en todos los ámbitos de su actuar.

Esta mentalidad se ha materializado en una serie de instrumentos, políticas internas y capacitaciones, entre las cuales destaca la adopción e implementación de un Modelo de Prevención de Delitos y un Programa de Compliance:

MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS

El año 2011, Grupo Saesa adoptó e implementó para todas sus empresas un Modelo de Prevención de Delitos, de conformidad a las directrices de la Ley N° 20.393, que establece la Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. Este Modelo tuvo por finalidad, en sus inicios, prevenir la comisión de los delitos de lavado de activos, financiamiento del terrorismo y cohecho a funcionario público nacional y extranjero.

Posteriormente, en el año 2016 se dictó la Ley N° 20.931, conocida como Ley de Agenda Corta Anti-delincuencia, que incluyó la receptación en el catálogo de delitos de la Ley N° 20.393, cuestión que derivó en la necesidad de actualizar por primera vez el Modelo.

El 20 de noviembre de 2018 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.121, que aumenta las penas de delitos asociados a la corrupción y modifica de manera sustancial el estatuto de responsabilidad penal de las personas jurídicas contenido en la Ley N° 20.393 al incorporar cuatro nuevos delitos: administración desleal, corrupción entre particulares, negociación incompatible y apropiación indebida.

Asimismo, mediante la Ley N° 21.132, del 31 de enero de 2019, que moderniza y fortalece el ejercicio de la función pública del Servicio Nacional de Pesca, se incluyeron cuatro nuevos delitos, entre los cuales se encuentra el de contaminación de aguas.

Estas modificaciones significaron un arduo trabajo de actualización del Modelo de Prevención de Delitos y sus políticas asociadas, labor que se llevó a cabo durante el año 2019 y parte de 2020. El proceso incluyó, entre otros aspectos, el levantamiento de matrices de riesgos relacionados con los nuevos delitos introducidos al catálogo, sus controles vigentes y los planes de acción necesarios para mitigar los riesgos legales a los que Grupo Saesa pudiera estar expuesto. Del mismo modo, se modificaron las cláusulas de responsabilidad penal que habitualmente se insertan en los contratos de trabajadores, contratistas y proveedores de la Sociedad, así como el capítulo sobre la materia se incorpora en los Reglamentos Internos de las empresas de Grupo Saesa.

Cabe destacar que, dada la envergadura de las modificaciones legales señaladas, para llevar a cabo esta tarea de actualización del Modelo de Prevención, la sociedad solicitó el apoyo y asesoría de consultores expertos en la materia.

Finalmente, y a raíz de las últimas modificaciones a la Ley N° 20.393 que se relacionan con nuevas exigencias establecidas por la autoridad para hacer frente a la pandemia por COVID 19, y que derivaron entre otras consecuencias, en la incorporación de dos nuevos ilícitos al catálogo de delitos que podrían acarrear la responsabilidad penal de las personas jurídicas, es que fue necesario actualizar nuevamente el Modelo de Prevención de la Sociedad, introduciendo esta vez una mención expresa a los delitos de: a) Inobservancia de medidas sanitarias decretadas por

la autoridad y; b) Obtención fraudulenta de prestaciones del seguro de cesantía. Dicha actualización fue publicada con fecha 5 de marzo de 2021.

Sumado a lo anterior se encuentra la adopción de una serie de medidas preventivas que aseguran que la Sociedad se adecúa efectivamente al nuevo escenario social, jurídico y sanitario que vive el país, manteniendo siempre su alto estándar de integridad.

A la cabeza del Modelo se encuentra el Encargado de Prevención de Delitos, quien ha sido especialmente designado para estos efectos por el Directorio de las empresas que integran Grupo Saesa. El Encargado es autónomo respecto de la administración, cuenta con los recursos económicos y medios materiales suficientes para su desempeño y reporta, al menos semestralmente, al Directorio respecto del estado del Modelo.

Desde la implementación del referido Modelo, la Sociedad se ha preocupado de capacitar a su personal interno y también a los trabajadores de sus empresas contratistas, tanto en la modalidad presencial como e-learning, ésta última fue fuertemente robustecida durante los años 2020 y 2021 dada la situación de pandemia. En dichas capacitaciones se abordan tanto los conceptos generales como los alcances de la Ley N° 20.393.

Con el propósito de asegurar que el Modelo de Prevención de Delitos cumpla cabalmente con las exigencias impuestas por la ley y garantizar así su plena eficacia, la Sociedad lo ha sometido a un proceso de revisión desde 2014, renovándose anualmente desde esa fecha. Sin embargo, durante el año 2020 la Sociedad obtuvo, por primera vez, la certificación del Modelo por un periodo de 2 años para todas sus empresas. De esta forma, de cara a una próxima certificación en 2022, durante el primer semestre de 2021 la certificadora Feller Rate realizó un monitoreo del estado del Modelo de Prevención encontrándolo conforme en todos los puntos objeto de la revisión.

Complementariamente, a partir del año 2017, la función de Compliance ha monitoreado el cumplimiento del referido Modelo de Prevención de Delitos, además de dictar normas y procedimientos de carácter interno, enmarcados en el Programa de Compliance, que han venido a robustecerlo.

En efecto, Grupo Saesa cuenta hoy con un Modelo de Prevención de Delitos sólido y eficaz, que cumple cabalmente con cada una de las exigencias impuestas por la ley, lo que asegura un control adecuado para prevenir conductas ilícitas al interior de la Sociedad, permitiendo que la integridad se siga manteniendo como uno de los cimientos del trabajo diario que en ella se realiza.

COMPLIANCE

En el año 2017, Grupo Saesa inició la implementación de un Programa de Compliance, el cual reúne un conjunto de políticas, procedimientos, acciones e iniciativas de gestión organizacional cuyo fin es la adopción de buenas prácticas que permitan dar cumplimiento a las leyes vigentes y a los principios éticos y de integridad que promueve la Sociedad, y que posibiliten reducir el riesgo de la comisión de hechos que pudiesen revestir carácter de delito.

Para Grupo Saesa, “compliance” es mucho más que el cumplimiento de normas y estándares. Implica la creación de una cultura de integridad y ética corporativa que guía el comportamiento y la toma de decisiones de todos los trabajadores de la organización, otorgándole un sello distintivo en la manera de enfrentar sus lineamientos y objetivos estratégicos de cara a todos sus stakeholders.

En esa línea, Grupo Saesa realizó transformaciones dentro de su organigrama y sus procesos, de manera de enfocar todas sus acciones en un marco ético común, que está definido de acuerdo con ciertos principios básicos, particularmente aquellos plasmados en las Normas de Integridad, documento que, por cierto, también vivió un proceso de actualización muy detallado a fin de adecuarse a las nuevas exigencias sociales y jurídicas.

De esta forma, la creación orgánica y funcional del Área de Cumplimiento en 2017, bajo los parámetros y lineamientos de la Alta Dirección, lidera hoy un sistema de gestión que busca ser el motor de cambio para la implementación de buenas prácticas en todos los ámbitos en que el tratamiento eficiente de riesgos así lo aconseje.

Los pilares básicos del Programa de Compliance son, por un lado, el liderazgo interno que apunte a fortalecer una cultura de valores y promueva el buen gobierno corporativo, la transparencia y la integridad y, por el otro, un enfoque basado en el análisis y gestión de riesgos que conduzca a detectar dónde están las vulnerabilidades y las acciones a implementar para prevenirlas y/o remediarlas.

Adicionalmente, dentro de los lineamientos y principios de la compañía se encuentra el respetar las reglas para el correcto funcionamiento del mercado, prohibiendo cualquier actuación que conlleve un impedimento, restricción o entorpecimiento de la libre competencia o tienda a producir dichos efectos. Grupo Saesa rechaza categóricamente todas las prácticas de competencia desleal y cualquier acto, hecho o convención que vulnere las leyes aplicables o la regulación interna, tal y como lo establece el Manual de Cumplimiento de la Normativa de Defensa de la Libre Competencia publicado en el año 2017.

El Programa de Compliance dispone de un diseño integral, que incluye el levantamiento de riesgos, su gestión, monitoreo de mitigadores y reporte semestral al Directorio, así como planes anuales de capacitación y difusión creados para fomentar, promover y reforzar las conductas de cumplimiento en materias declaradas como prioritarias según el alcance establecido en la Política de

Compliance. Los elementos de este programa dan cuenta del compromiso organizacional para sentar las bases de un sistema de gestión eficiente y de mejora continua, que comprometa a toda la organización en el fortalecimiento de una cultura de cumplimiento, transparencia, integridad y respeto de los estándares éticos que Grupo Saesa promueve.

Es importante destacar, que durante el 2021 se realizaron 43 actividades formativas a las que asistieron 8.067 participantes, entre los que se contó con trabajadores propios y personal contratista, y que se traduce en más de 8 mil horas de capacitación efectiva. Las altas tasas de participación y aprobación de los cursos dictados dan cuenta del real compromiso de los trabajadores con la cultura de integridad que inspira a la Sociedad.

Por su parte, en el mes de julio se celebró “La Semana de la Integridad y la Transparencia”, la cual buscó sensibilizar a los colaboradores respecto de la importancia de las buenas prácticas en materia de integridad y cumplimiento, incorporando la vivencia de los valores corporativos como una más de ellas. Entre las actividades que se llevaron a cabo se encuentran el lanzamiento de videos de sensibilización, juegos de dilemas éticos online, cápsulas educativas, infografías con información relevante y entrega de reconocimientos a trabajadores que se destacan día a día por la vivencia de los valores de integridad y transparencia.

En consonancia con lo anterior, este 2021 Grupo Saesa aceptó, una vez más, el desafío de “medir su integridad” aplicando, por quinto año consecutivo, el Barómetro de Valores e Integridad Organizacional (BVIO), que impulsa la Fundación Generación Empresarial. El objetivo de la encuesta fue precisamente medir la percepción que los colaboradores de la Sociedad tienen sobre el estado de la cultura ética y de cumplimiento corporativo, distinguiendo las respuestas según niveles jerárquicos.

Los excelentes resultados obtenidos en el Barómetro, fruto del trabajo diario y mancomunado en la gestión de la ética corporativa, sumado a la entrega de la evidencia solicitada, hicieron a Grupo Saesa merecedor de la distinción máxima otorgada, al recibir por tercer año consecutivo, el “Reconocimiento Generación Empresarial al Compromiso con la Integridad 2021”. Esta vez la Sociedad fue la única empresa en ser destacada en la categoría “Trayectoria” entre las 63 empresas y entidades no empresariales que se sometieron a la evaluación. Cabe destacar, que Grupo Saesa es hoy la única empresa en Chile que ha recibido este reconocimiento durante tres años consecutivos, lo que ha sido catalogado por la propia organización del evento como “todo un logro”. Este galardón reconoce el trabajo sistemático que año tras año Grupo Saesa ha venido realizando para promover y difundir la integridad y las buenas prácticas corporativas al interior de la organización.

Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible

DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menores a 30 años	-	-	-
Entre 30 y 40 años	1	1	2
Entre 41 y 50 años	1	1	2
Entre 51 y 60 años	2	-	2
Entre 61 y 70 años	1	-	1
Mayor a 70 años	1	-	1
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	1	1	2
Entre 3 y 6 años	-	-	-
Entre 6 y 9 años	1	-	1
Entre 9 y 12 años	3	-	3
Mayor a 12 años	1	1	2
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	3	-	3
EXTRANJERA	3	2	5

DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menores a 30 años	-	1	1
Entre 30 y 40 años	5	7	12
Entre 41 y 50 años	25	-	25
Entre 51 y 60 años	15	-	15
Entre 61 y 70 años	5	-	5
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	10	1	11
Entre 3 y 6 años	4	1	5
Entre 6 y 9 años	9	-	9
Entre 9 y 12 años	3	1	4
Mayor a 12 años	24	5	29
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	49	8	57
EXTRANJERA	1	-	1

DIVERSIDAD DE LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menores a 30 años	190	37	227
Entre 30 y 40 años	541	150	691
Entre 41 y 50 años	376	94	470
Entre 51 y 60 años	154	29	183
Entre 61 y 70 años	31	4	35
Mayor a 70 años	-	1	1
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	493	112	605
Entre 3 y 6 años	282	71	353
Entre 6 y 9 años	99	28	127
Entre 9 y 12 años	118	19	137
Mayor a 12 años	300	85	385
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	1.269	307	1.576
EXTRANJERA	23	8	31

RESUMEN DE LA DIVERSIDAD

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menores a 30 años	-	-	-	1	190	37	190	38	11,4%	2,3%
Entre 30 y 40 años	1	1	5	7	541	150	547	158	32,7%	9,4%
Entre 41 y 50 años	1	1	25	-	376	94	402	95	24,0%	5,7%
Entre 51 y 60 años	2	-	15	-	154	29	171	29	10,2%	1,7%
Entre 61 y 70 años	1	-	5	-	31	4	37	4	2,2%	0,2%
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	1	1	1	0,1%	0,1%
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	1	1	10	1	493	112	504	114	30,1%	6,8%
Entre 3 y 6 años	-	-	4	1	282	71	286	72	17,1%	4,3%
Entre 6 y 9 años	1	-	9	-	99	28	109	28	6,5%	1,7%
Entre 9 y 12 años	3	-	3	1	118	19	124	20	7,4%	1,2%
Mayor a 12 años	1	1	24	5	300	85	325	91	19,4%	5,4%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	3	-	49	8	1.269	307	1.321	315	79,0%	18,8%
EXTRANJERA	3	2	1	-	23	8	27	10	1,6%	0,6%
							80,6%	19,4%		
							1.673			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

FAMILIA DE CARGO	FEMENINO	MASCULINO	DIFERENCIA
ADMINISTRATIVOS	79%	100%	21%
ENC. UNIDAD	96%	100%	4%
JEFES DE ÁREA	96%	100%	4%
LINIEROS	N.A.	100%	N.A.
PROFESIONALES	82%	100%	18%
SUPERVISORES	39%	100%	61%
TÉCNICOS	87%	100%	13%

Directorio Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Empresas Filiales



■
PRESIDENTE
Iván Díaz-Molina
Ingeniero Civil
Rut 14.655.033-9



■
VICEPRESIDENTE
Jorge Lesser García-Huidobro
Ingeniero Civil
Rut 6.443.633-3



■
DIRECTOR TITULAR
Juan Ignacio Parot
Ingeniero Civil Industrial
Rut 7.011.905-6



■
DIRECTOR TITULAR
Waldo Fortín
Abogado
Rut 4.556.889-K



■
DIRECTOR TITULAR
Jonathan Reay
Administrador de Inversiones
Extranjero



■
DIRECTOR TITULAR
Stacey Purcell
Ingeniero Comercial
Extranjero



■
DIRECTOR TITULAR
Christopher Powell
Ingeniero Bachiller en Ciencias
Extranjero



■
DIRECTOR TITULAR
Ashley Munroe
Ingeniero Civil
Extranjero



Lago Llanquihue, Puerto Octay.

Durante los últimos 4 años el directorio ha estado compuesto por los siguientes miembros:

NOMBRE	RUT	PROFESIÓN	CARGO	FECHA ÚLTIMO NOMBRAMIENTO	FECHA CESACIÓN
IVÁN DÍAZ-MOLINA	14.655.033-9	INGENIERO CIVIL	PRESIDENTE	30-04-2021	-
JORGE LESSER C.	6.443.633-3	INGENIERO CIVIL	VICEPRESIDENTE	30-04-2021	-
JUAN IGNACIO PAROT B.	7.011.905-6	INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	-
WALDO FORTÍN C.	4.556.889-K	ABOGADO	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	-
BEN HAWKINS	EXTRANJERO	MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS	DIRECTOR TITULAR	30-04-2020	14-10-2020
STACEY PURCELL	EXTRANJERO	INGENIERO COMERCIAL	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	-
CHRISTOPHER POWELL	EXTRANJERO	INGENIERO BACHILLER EN CIENCIAS	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	-
DALE BURGESS	EXTRANJERO	CONTADOR AUDITOR	DIRECTOR TITULAR	26-04-2018	22-08-2018
JONATHAN REAY	EXTRANJERO	ADMINISTRADOR DE INVERSIONES	DIRECTOR TITULAR	14-10-2021	-
STEPHEN BEST	EXTRANJERO	CONTADOR PÚBLICO	DIRECTOR TITULAR	26-04-2019	30-04-2020
ASHLEY MUNROE	EXTRANJERO	INGENIERO CIVIL	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	-

Administración Regulada

Gerente General

Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial
RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 01/02/2012

Gerente de Administración y Finanzas

Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial
RUT 9.987.057-5 / Fecha nombramiento 11/04/2012

Gerente Legal

Sebastián Sáez Rees / Abogado
RUT 8.955.392-K / Fecha nombramiento 01/10/2007

Gerente de Comercialización

Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 10.151.086-7 / Fecha nombramiento 01/09/2009

Gerente de Proyectos de Distribución

Paolo Rodríguez Pinochet / Ingeniero Eléctrico
RUT 13.199.851-1 / Fecha nombramiento 01/02/2012

Gerente de Regulación

Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 10.784.472-4 / Fecha nombramiento 10/09/2012

Gerente de Personas

María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial
RUT 13.117.638-4 / Fecha nombramiento 10/12/2013

Gerente de Desarrollo de Negocios

Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial
RUT 7.667.414-0 / Fecha nombramiento 15/05/2014

Gerente de Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos

Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial
RUT 12.752.648-6 / Fecha nombramiento 10/12/2013

Gerente de Transmisión

Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico
RUT 11.364.868-6 / Fecha nombramiento 17/12/2018

Gerente de Distribución

Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico
RUT 14.556.330-5 / Fecha nombramiento 01/09/2021

Gerente de Prevención de Riesgos

Patricio Velásquez Soto / Ingeniero
en Prevención de Riesgos
RUT 12.540.271-2 / Fecha nombramiento 30/10/2013

Director de Auditoría Interna

Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor
RUT 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 01/10/2013

Subgerente de Regulación

Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista
RUT 11.694.983-0 / Fecha nombramiento 01/09/2009

Gerente de Clientes

Bárbara Boekemeyer Slater / Ingeniero Civil Industrial
RUT 12.747.160-6 / Fecha nombramiento 01/04/2018

Gerente de Explotación

Diego Moenne-Loccoz / Contador Público y Auditor
RUT 12.708.537-4 / Fecha nombramiento 01/01/2018

Subgerente Asuntos Corporativos y Sustentabilidad

Alondra Leal Maldonado / Ingeniero Comercial
RUT 12.421.730-k / Fecha nombramiento 01/04/2016

Gerente de Transformación Digital

Cristian Alfredo Mezzano Frías / Ingeniero en Ejecución
RUT 13.257.722-6 / Fecha nombramiento 06/01/2020

Gerente Tecnología de la Información

Sergio Sánchez Ríos / Ingeniero en Informática
RUT 13.757.993-6 / Fecha nombramiento 23/03/2020

Administración No Regulada



Plaza La Clava, Cañete.

Gerente General

Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 7.741.108-9 / Fecha nombramiento 01/09/2021

Gerente de Administración y Finanzas

Matías Vogel Alonso / Ingeniero Civil Industrial
RUT 14.119.508-5 / Fecha nombramiento 01/10/2021

Director de Ventas y Proyectos

Mauricio Gormáz Barrientos /
Ingeniero en Mantenimiento Industrial
RUT 13.967.733-1 / Fecha nombramiento 01/08/2021

Subgerente de Comercialización

Javier Peña Hernández / Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 15.709.878-0 / Fecha nombramiento 01/08/2021

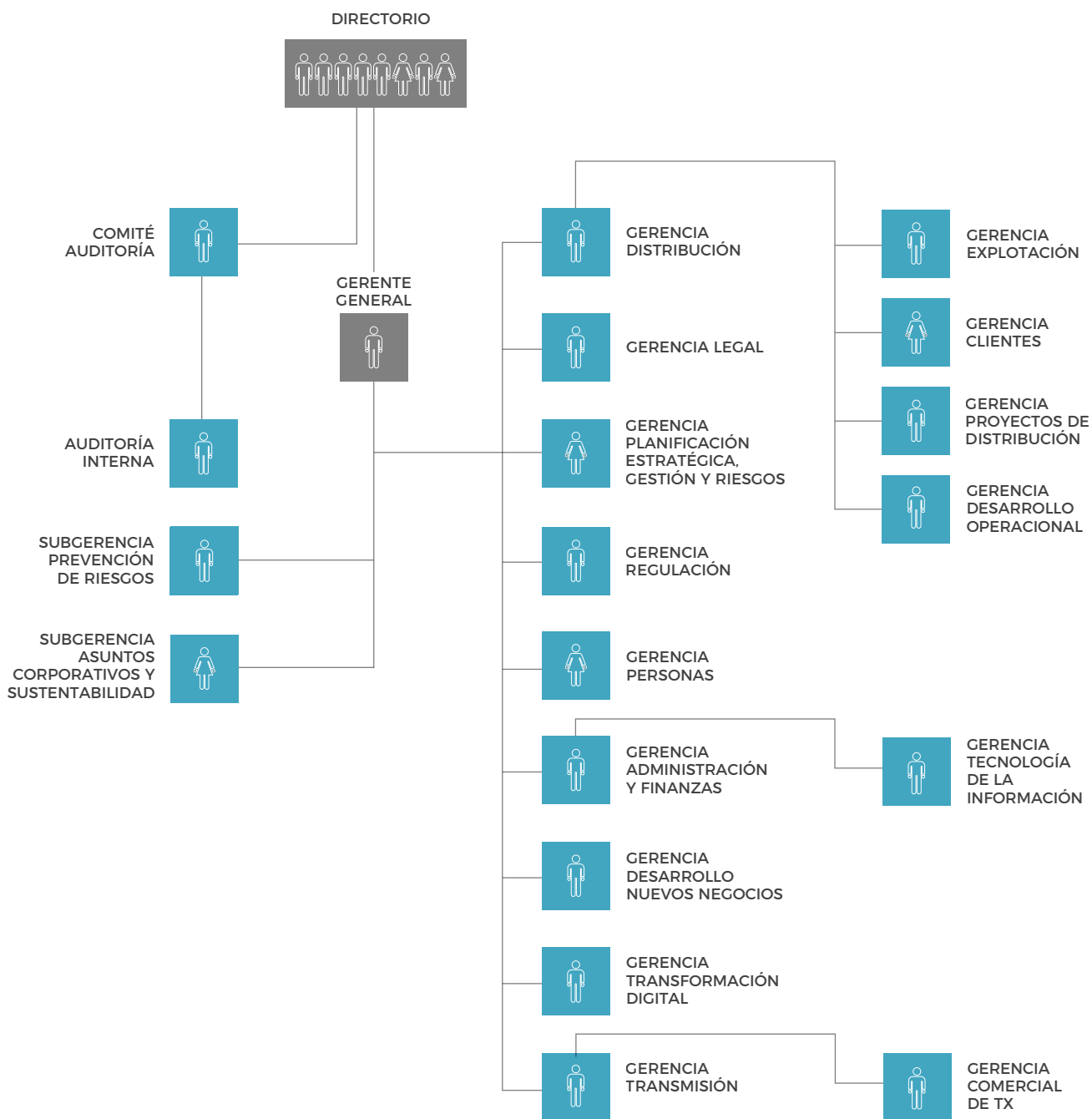
Subgerente Soporte Estratégico

Marcia Estelle Melita / Ingeniero Civil Industrial
RUT 15.732.355-5 / Fecha nombramiento 01/08/2021

Subgerente Generación

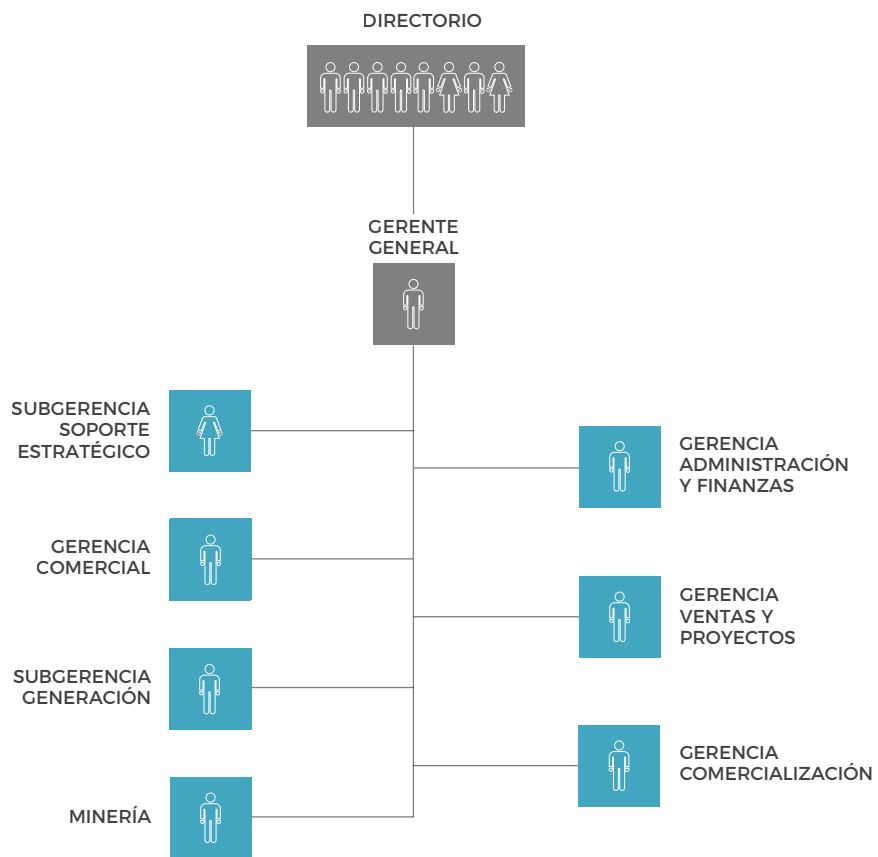
Gonzalo Venegas Hernández / Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 13.378.131-5 / Fecha nombramiento 01/10/2015

Estructura Organizativa





Estructura Organizativa



Comité Ejecutivo



■ **GERENTE GENERAL**

Francisco Allende Arriagada



■ **GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS**

Víctor Vidal Villa



■ **GERENTE LEGAL**

Sebastián Sáez



■ **GERENTE DE COMERCIALIZACIÓN**

Marcelo Bobadilla Morales



■ **GERENTE DE PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN**

Paolo Rodríguez Pinochet



■ **GERENTE DE REGULACIÓN**

Rodrigo Miranda Díaz



■ **GERENTE DE PERSONAS**

María Dolores Labbé Daniel



■ **GERENTE DE DESARROLLO DE NEGOCIOS**

Charles Naylor Del Río



■
**GERENTE DE PLANIFICACIÓN
ESTRATÉGICA, GESTIÓN Y
RIESGOS**

Marcela Ellwanger Hollstein



■
GERENTE DE TRANSMISIÓN

Marcelo Matus Castro



■
GERENTE DE DISTRIBUCIÓN

Leonel Martínez Martínez



■
**GERENTE DE PREVENCIÓN
DE RIESGOS**

Patricio Velásquez Soto



■
**SUBGERENTE DE
REGULACIÓN**

Jorge Muñoz Sepúlveda



■
GERENTE DE CLIENTES

Bárbara Boekemeyer Slater



■
**GERENTE DE
EXPLOTACIÓN**

Diego Moenne-Loccoz



■
**SUBGERENTE ASUNTOS
CORPORATIVOS Y
SUSTENTABILIDAD**

Alondra Leal Maldonado



■
**GERENTE DE TRANSFOR-
MACIÓN DIGITAL**

Cristian Mezzano Frías



■
**GERENTE TECNOLOGÍA DE
LA INFORMACIÓN**

Sergio Sánchez Ríos

Reseña Histórica



2021

En enero, la filial SATT da inicio a la construcción del proyecto “Nueva S/E Guardiamarina 110/23 -13 kV en la Región de Antofagasta.

Durante el mes de marzo, la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de Atacama aprueba ambientalmente el proyecto Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 kV de SATT, también se pone en servicio la S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV de propiedad de SATT en la Región de La Araucanía.

En el mes de mayo, SATT ingresa al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental el proyecto S/E La Señoraza 220/66 kV (Región del Bío Bío).

En julio, STA adquiere de Acciona Energía Global S.L. la sociedad “Tolchén Transmisión SpA”, propietaria del sistema de transmisión dedicado Tolpán Mulchén 2x220 kV (Regiones del Bío Bío y La Araucanía) que evacúa la electricidad producida por los Parques Eólicos; San Gabriel (184 MW), Tolpán Sur (73 MW) y Los Olmos (100 MW), actualmente en operaciones y permitirá posteriormente la inyección de la electricidad del Parque Eólico El Alba (42 MW).

Durante el mes de octubre, el Coordinador Eléctrico Nacional adjudica a STA los proyectos de obras nuevas: Nueva Línea 2x220 kV Gamboa - Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito (Región de Los Lagos), Nueva S/E Seccionadora Epuleufu” (Región de La Araucanía), Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu” (Regiones del Bío Bío y La Araucanía) y la ampliación en S/E Angol 66 kV (BS)” (Región de La Araucanía).

En noviembre, entra en operación el proyecto “Ampliación S/E Kimal” de SATT en la Región de Antofagasta (antes “Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro).

2020

Se pone en servicio la ampliación de la S/E María Elena 220kV (Región de Antofagasta), el segundo circuito del Sistema de Transmisión Cabo Leones Maitencillo 220 kV (Región de Atacama), y también entra en operación la ampliación de la S/E San Andrés 220 kV (Región de Atacama).

En el ámbito de las licitaciones públicas, el Coordinador Eléctrico Nacional adjudica a Grupo Saesa el proyecto “Nueva S/E la Señoraza 220/66 kV” en la Región del Bío Bío, y el proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 kV” en la Región de Coquimbo.



A mediados del año, Sociedad Austral de Electricidad S.A. materializa la venta de su participación en las sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A.

Se materializó la división de las sociedades Saesa y Frontel, pasando a conformarse las empresas de transmisión; Saesa Transmisión S.A. y Frontel Transmisión S.A., a las cuales les fueron transferidos sus activos relacionados a transmisión (incluyendo las acciones de Saesa en STS), en el marco del cumplimiento de la ley de giro único.

2019

En enero 2019, la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), realiza una exitosa colocación de bonos en el mercado nacional por un monto de UF 4.000.000 con el objetivo de financiar su plan de inversiones y proyectos en ejecución.

Durante el mes de julio Inversiones Eléctricas del Sur S.A. realiza una exitosa colocación de bonos en el mercado nacional, por un monto de UF 5.000.000.- con el objetivo de financiar el rescate anticipado de los Bonos Serie D (BIELC-D) cuya fecha de vencimiento estaba definida para junio de 2029.

Se celebra un contrato de peaje con Eléctrica Digua (Besalco), con inicio de vigencia previsto para mediados de 2020.

En agosto, inicia su operación la Nueva Subestación Pargua, propiedad de STS. Ubicada a 60 km al suroeste de la ciudad de Puerto Montt.

STN, filial de Grupo Saesa, fue adjudicada por Compañía Minería Mantos Copper S.A. mediante licitación privada para el servicio de Lavado Línea y Equipos Primarios 220/23 kV de la S/E principal de la operación Mantos Blancos, por un plazo de 36 meses.

Durante el último mes del año, se da inicio al proceso de reestructuración corporativa, dividiendo Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa) y creando a partir de esta a la nueva "Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)".



2018 - 2010

2018: En el mes de mayo, en el ámbito de las licitaciones públicas internacionales el coordinador eléctrico nacional adjudica a SATT el proyecto de la Nueva S/E seccionadora Río Toltén del sistema de transmisión nacional, en la ciudad de Freire, Región de la Araucanía. En agosto, STC concluye la construcción de la línea de transmisión San Fabián-Ancoa 2x220 Kv.

En octubre SATT, se adjudica mediante licitación pública internacional el proyecto de la S/E Guardiamarina ubicado en Antofagasta. En noviembre, la nueva subestación Kimal, propiedad de SATT, ubicada en medio del desierto de Atacama, inicia su operación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En el mismo mes de noviembre, a través de la filial Sagesa S.A., se adquieren las subestaciones Masisa y Mapal ubicadas en la Región del Bío Bío, suscribiendo contratos de peaje por 20 y 10 años respectivamente.

2017: Sistema de Transmisión del Sur S.A. compra a Alumini Ingeniería Ltda. su participación accionaria en Sistema de Transmisión del Norte S.A., quedando esta última 100% bajo la propiedad de empresas de Grupo Saesa.

SATT, filial de Grupo Saesa, cierra la adquisición de la S/E María Elena 220 kV por \$11.500 millones y se suscribe un contrato de peaje para la evacuación de la electricidad del parque fotovoltaico María Elena.

El Coordinador Eléctrico Nacional adjudica al consorcio formado por Saesa y Chilquinta el proyecto "Nueva línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x 500 MVA" por un estimado de US\$100 millones, lo que da paso a la constitución de la sociedad Eletrans III, sociedad a cargo de la ejecución del proyecto.

Durante el mes de junio, Grupo Saesa inauguró las instalaciones del proyecto de suministro eléctrico para el Observatorio Europeo Austral (ESO).

La autoridad asignó mediante Decreto Exento N°418, la ejecución de 14 proyectos de transmisión zonal a STS y 5 a Frontel por US\$200 millones y US\$28 millones respectivamente.

Eletrans, empresa filial del Grupo, pone en operación la línea de transmisión Ciruelos-Pichirropulli que une las localidades de San José de la Mariquina y Paillaco en la Región de los Ríos. Esta obra, tuvo una inversión total conjunta de US\$86 millones.

2016: En el mes de junio entra en servicio S/E Kapatur 220 kV, que secciona la Línea Angamos Laberinto existente y una nueva línea 2x220 kV entre la mencionada S/E Kapatur y la S/E O'Higgins, esta última de propiedad de Minera Escondida (filial BHP Billiton). Este nuevo sistema de transmisión permite las conexiones al sistema eléctrico existente (SING) tanto de las faenas de Minera Escondida en la S/E O'Higgins como de la nueva central Kelar de 517 MW, que se



conecta a la S/E Kapatur. Esta obra estuvo a cargo de la sociedad Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN) y significó una inversión de US\$70 millones. Durante el mes de julio, Sagesa, empresa filial del Grupo, adquiere la sociedad Línea de Transmisión Cabo Leones S.A., titular del proyecto adicional "Línea de Transmisión Cabo Leones Maitencillo 2x220 kV de 110 km. Dentro del mismo mes Sociedad Austral de Transmisión Troncal (SATT), adquiere la S/E San Andrés.

2015: En el mes de octubre, se constituyó Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.(SATT). Esta sociedad pertenece en un 99,9% a Saesa y en un 0,1% a STS y será la encargada de desarrollar y explotar el proyecto troncal S/E Nueva Crucero-Encuentro, que le fuera adjudicado a Saesa. En diciembre, Eletrans, empresa filial del Grupo, pone en operación la línea de transmisión Cardones -Diego de Almagro que une las localidades de Copiapó y Diego de Almagro en la Región de Atacama. Esta obra, a cargo del consorcio conformado por Saesa y Chilquinta tuvo una inversión total de US\$94 millones.

2014: En el mes de septiembre, se constituyó la Sociedad "Sistema de Transmisión del Norte S.A.", posicionándose en el norte del país. Durante el año, se efectuaron colocaciones de bonos en el mercado local por MUF 2.000 en Saesa y MUF 2.500 en Frontel, principalmente para inversiones y refinanciamiento de pasivos.

2013: El consorcio formado por la filial Saesa y Chilquinta, constituyen Eletrans II S.A., tras la adjudicación de 2 nuevos proyectos de transmisión troncal.

La Compañía realiza una exitosa colocación de bonos corporativos, por UF 3.000.000, experimentando una sobredemanda en el mercado local. Entra en servicio el proyecto Chiloé que aumentó la capacidad de suministro hacia la Isla de Chiloé de 55 a 110 MVA.

2012: Saesa en conjunto con Chilquinta (este último no perteneciente al grupo empresarial), constituyen la Sociedad Eletrans S.A., tras la adjudicación de proyectos de transmisión troncal. Se inaugura el proyecto Puyehue-Rupanco.

2011: El fondo de inversión canadiense Alberta Investment Management Corporation adquirió el 50% de la propiedad que estaba en manos de Morgan Stanley.

2010: Un fuerte terremoto y posterior tsunami afectó gravemente al país. Trabajadores y contratistas enfrentaron un período de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a todos los clientes desde el Bío Bío hasta Chiloé. En noviembre, la sociedad colocó un bono de UF 4.000.000 para el refinanciamiento de sus pasivos financieros. De esta forma se mejoraron las condiciones del financiamiento, aumentando además el plazo del crédito, con un menor costo.



2009-2000

2009: Finaliza la construcción del primer proyecto de electrificación rural conectado al SIC mediante el cruce aéreo entre islas. Retail alcanza 58 puntos de venta en la zona de concesión.

2008: Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Funds adquieren la totalidad de Grupo Saesa.

2007: Se inicia la construcción del proyecto Chiloé, un sistema de transmisión en 220 kV entre Puerto Montt y la isla. Este mismo año se inician las ventas en el área de retail.

2006: Se elevan los índices de calidad de servicio, culminando el año dentro de los indicadores exigidos por la autoridad gracias a inversiones de mejoramiento.

2002: Se constituye SGA.

2001: Copec vende a PSEG Chile Holding S.A. su participación en Saesa y Frontel. Comienza a

operar Alto Baguales, la primera central eólica a escala industrial.

2000: Saesa y STS modifican las instalaciones de transmisión que abastecen a la isla de Chiloé, quedando el sistema energizado con 110 kV. Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de Edelayen que pertenecían a Corfo, aumentando así su participación al 91,67%.

1999 / 1990

1999: Saesa y Frontel adquieren Creo Ltda.

1998: Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelayen licitadas por Corfo, extendiendo sus actividades a 1.500 km entre las Regiones del Bío Bío y Aysén.

1996: Saesa adquiere a Transelec el 39,9% de las acciones de STS quedando con el 99,9% de la propiedad. El 0,1% restante es adquirido por Frontel.

1994: Saesa y Transelec se asocian creando STS, con una participación accionaria del 60% y 40% respectivamente.



1989-1970

1989: Saesa y Frontel inician actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones de 66/23 kV.

1988: Corfo traspasa sus instalaciones a Edelaysen, transformándose en accionista mayoritario.

1986: Corfo, Edelaysen y Endesa inician la construcción de minicentrales hidroeléctricas y líneas de transmisión por la Carretera Austral.

1982: Saesa compra a Copec el 70% de las acciones de Frontel, convirtiéndose ésta en filial de Saesa.

1981: Se crea Edelaysen como filial de Endesa, transformándose posteriormente en S.A.

1980: Copec se convierte en accionista mayoritario de Saesa y Frontel.

1969 / 1960

1960: Tras el fuerte terremoto, más del 70% de las redes y subestaciones en Valdivia y Puerto Montt quedaron afectadas junto a daños en instalaciones en la zona de Osorno. La Sociedad concentró todo su recurso humano y material ante la emergencia.

1959 / 1950

1957: Endesa transforma a Frontel en una sociedad anónima, quedándose con el 83,7% de participación.

1956: Frontel inicia sus actividades de distribución eléctrica como filial de Endesa, entregando suministro a las provincias de Concepción, Ñuble, Arauco, Bío Bío, Malleco y Cautín.

1949 / 1940

1946: Corfo y Endesa ingresan como accionistas mayoritarios de Saesa para agilizar el Plan de Electrificación del país impulsado por el Estado.

1926

Nace la Sociedad Austral de Electricidad S.A., empresa privada que comienza suministrando energía a Lebu, Arauco, Carampangue y posteriormente a Puerto Montt, Osorno y Valdivia.

Capítulo 2

Antecedentes Relevantes

Factores de Riesgo

Marcha de la Empresa

Gestión Comercial

Pequeños Medios de Generación

Hechos Relevantes

Gestión Financiera

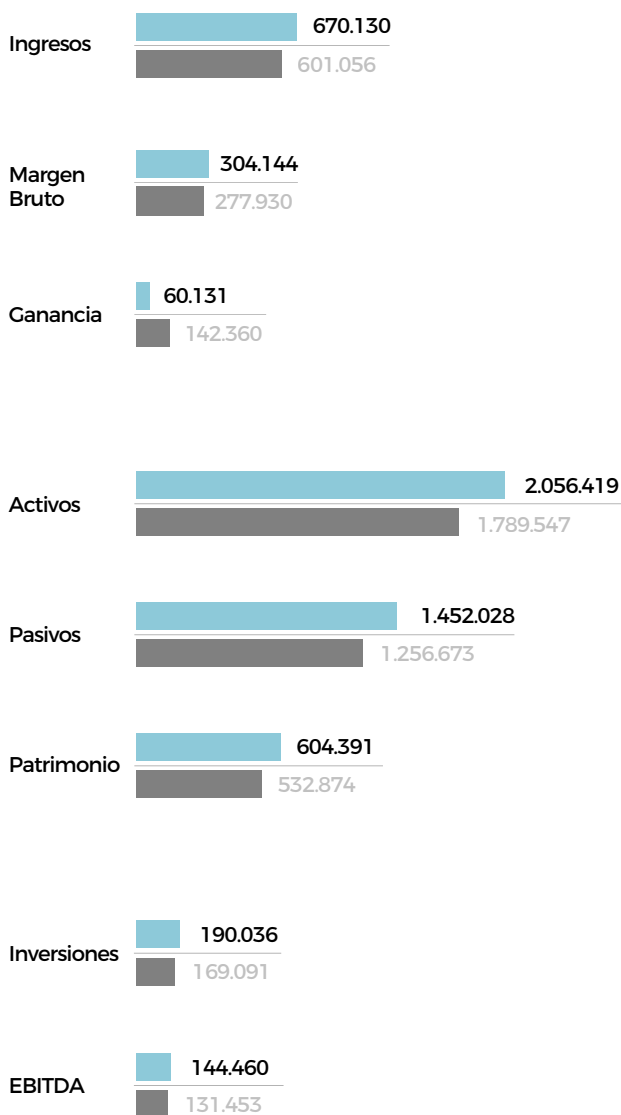


Antecedentes Relevantes Eléctricas del Sur

ANTECEDENTES FINANCIEROS

CONSOLIDADO (MM\$)

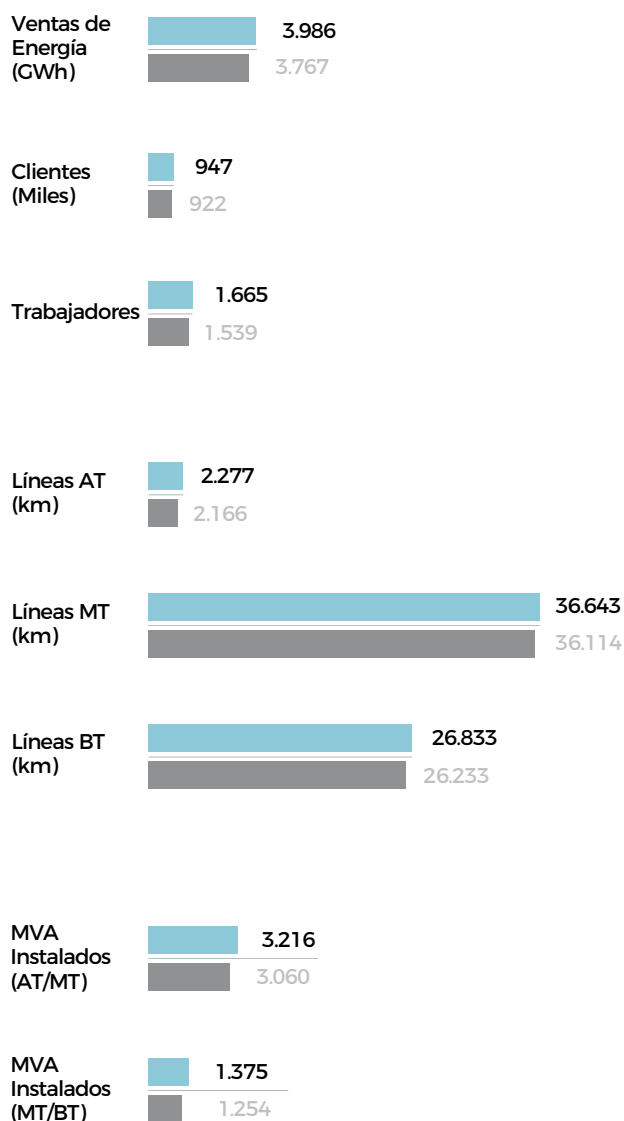
■ 2021 ■ 2020



ANTECEDENTES OPERACIONALES

CONSOLIDADO

■ 2021 ■ 2020

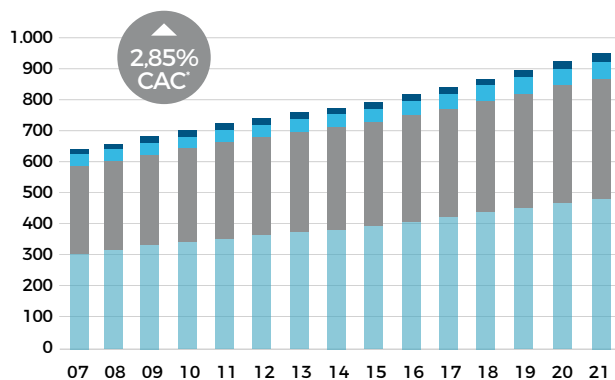




CLIENTES

(en miles)

SAESA FRONTTEL EDELAYSÉN LUZ OSORNO

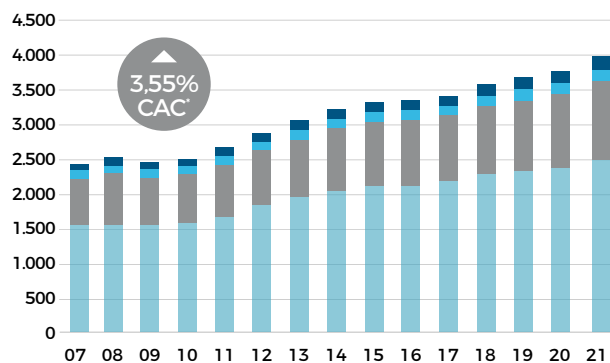


*Crecimiento anual compuesto

VENTAS DE ENERGÍA

(en GWh)

SAESA FRONTTEL EDELAYSÉN LUZ OSORNO

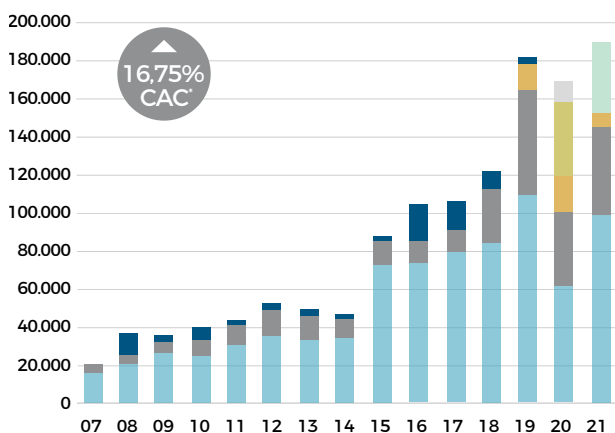


*Crecimiento anual compuesto

INVERSIONES

(en MM\$)

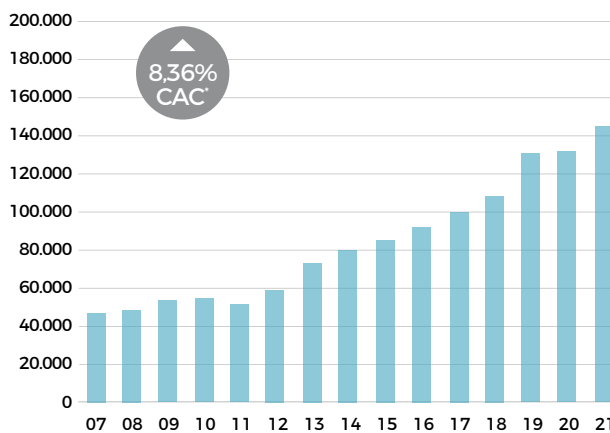
SAESA Y FILIALES FRONTTEL STA Y FILIALES
 SAGESA Y FILIAL SAESA TX. Y FILIAL FRONTTEL TX.
 INNOVA SAESA TRANSMISIÓN S.A.



*Crecimiento anual compuesto

EBITDA

(en MM\$)



*Crecimiento anual compuesto

GENERACIÓN

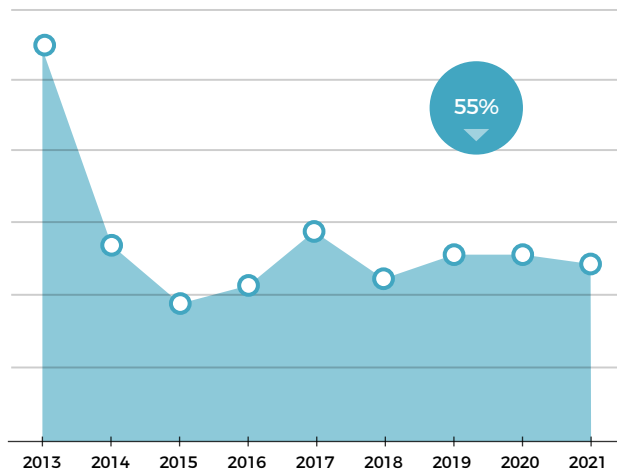
TIPO DE TECNOLOGÍA	MW INSTALADOS	CANTIDAD DE CENTRALES
EDELAYSEN		
Hidroeléctrica	23,25	8
Eólica	2,46	1
Diésel	39,59	19
Solar	3,00	1
Total	68,29	29
SAGESA		
Gas / Diésel	45,70	1
Diésel	110,98	75
Eólica	0,02	
Solar / Panel	0,07	1
Baterías	0,10	
Total	156,87	77
FRONTEL / Diésel		
FRONTEL / Diésel	28,00	23
SAESA / Diésel	20,07	16
LUZ OSORNO / Diésel	1,60	1
TOTAL	274,83	146

CLASIFICACIONES DE RIESGO

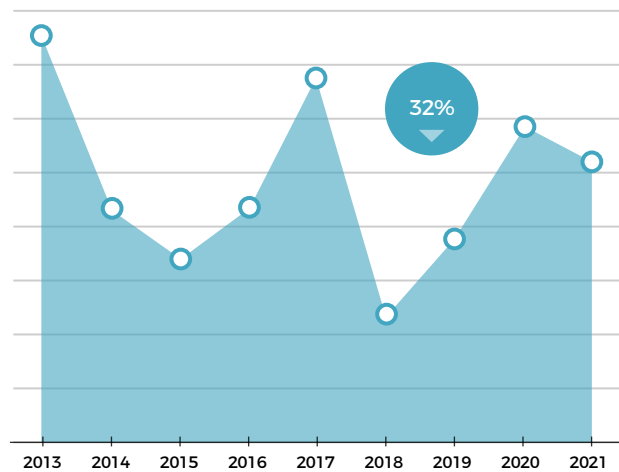
	BONOS	CLASIFICADORA
ELÉCTRICAS DEL SUR	AA-	ICR / FELLER RATE
SAESA	AA+	ICR / FELLER RATE
FRONTEL	AA+	ICR / FELLER RATE
STS	AA+	ICR / FELLER RATE

ÍNDICES DE SEGURIDAD

FRECUENCIA



GRAVEDAD



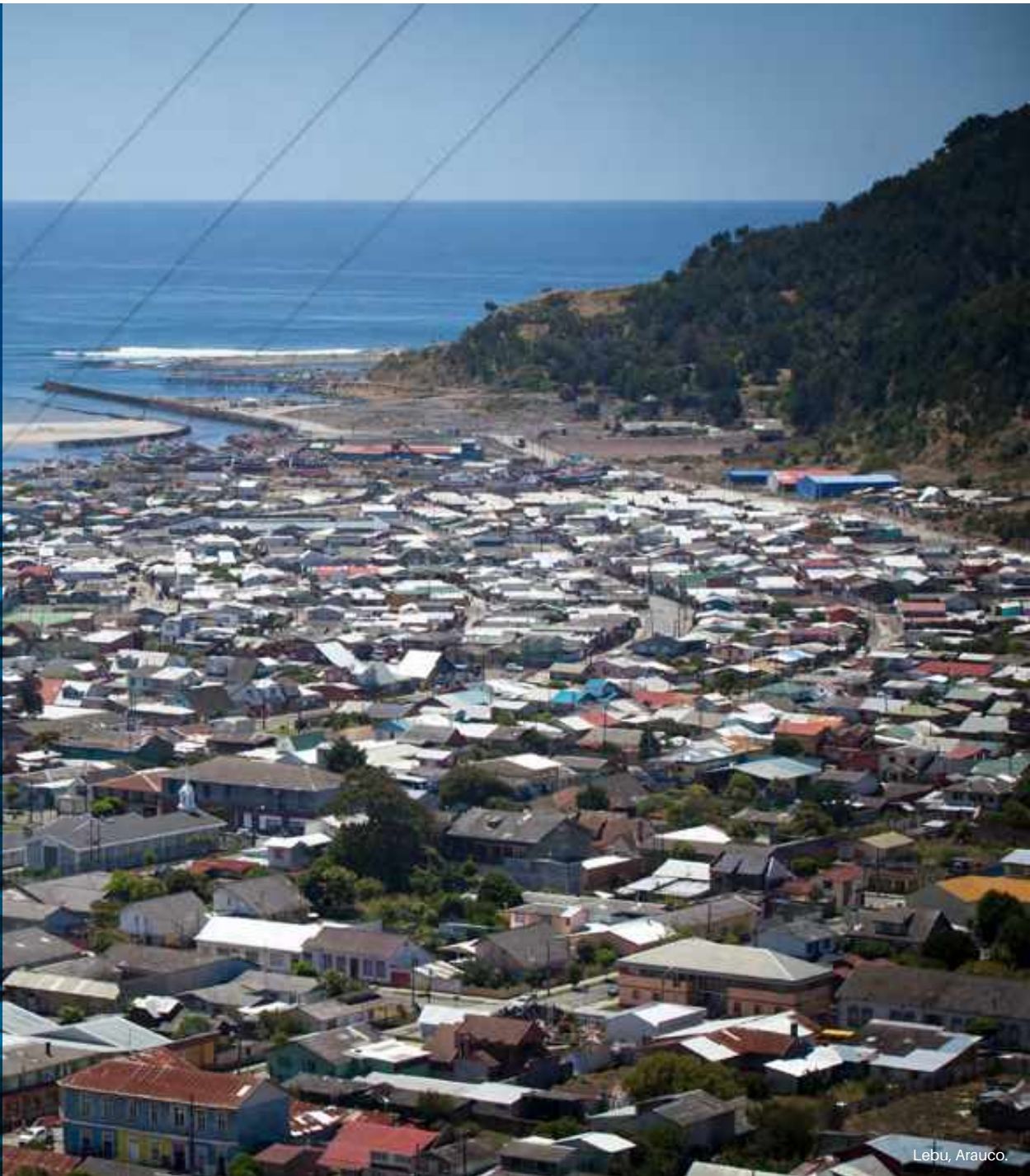


Antofagasta.



La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente.

Factores de Riesgo



Factores de Riesgo

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la alta administración de la Sociedad, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

Los principales riesgos a los cuales está expuesta la Sociedad y sus filiales son los siguientes (la Nota 4. Política de Riesgo de los Estados Financieros y el punto V del Análisis de Riesgo de la Sociedad son complementarios a este punto):

RIESGO REGULATORIO

El mercado eléctrico es una industria regulada, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución y transmisión de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por las filiales Edelaysen y Sagesa.

Los procesos de fijación tarifaria buscan determinar el valor de inversión y el costo de operación, mantenimiento y administración eficientes que son necesarios para realizar el servicio tarifado, cumpliendo con los estándares exigidos de calidad de servicio. En el segmento de distribución y generación

en sistemas medianos, el resultado es una tarifa unitaria, por lo que los ingresos dependen de la demanda. En el segmento de transmisión, el resultado es un valor anual de transmisión por tramo, por lo que los ingresos no dependen de la demanda.

El riesgo de este ítem está asociado principalmente a los cambios que puede impulsar la autoridad en aspectos regulatorios, así como en cada fijación tarifaria que afectan los ingresos actuales de la Sociedad.

De este modo, los ítems más importantes relacionados con este riesgo son los siguientes:

A) Cambio de la Regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requieran.



Carretera Austral, sector El Blanco.



En este sentido, se detalla como principales fuentes de cambios regulatorios del último tiempo lo siguiente:

- Proceso de revisión, discusión y consulta pública de modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), que gestione el Ministerio de Energía. En este sentido, la Autoridad ya ha manifestado su interés por introducir perfeccionamientos a la reciente Ley de Transmisión y también para los Sistemas

Medianos. Adicionalmente, durante el año 2020 se envió al congreso un proyecto de ley que establece el derecho a la portabilidad del servicio eléctrico, conocido como comercialización.

- Proceso de elaboración y consulta pública respecto de la reglamentación de diversas leyes, que defina el Ministerio de Energía.
- Proceso de elaboración o revisión, discusión y consulta pública de diversos cuerpos Normativos (Sistemas Medianos, NetBilling, Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), Servicios Complementarios (SSCC), entre otros), según el plan anual que defina la CNE.



B) Fijación de Tarifas de Generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, como generador comercializador, ya sea al establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios o participando de licitaciones de suministro de electricidad para clientes regulados impulsadas por la Comisión Nacional de Energía.

Los precios para valorizar la inyección de energía al mercado spot, son calculados por la Gerencia de Mercados del Coordinador y se denomina "costo marginal horario", la que se obtiene en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura. La valorización de potencia se realiza considerando los precios calculados por la Comisión Nacional de Energía en fijaciones tarifarias semestrales.

Por otra parte, si el generador cuenta con contratos de suministro, éste debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro con el comercializador, quien, a su vez, recaudará de sus clientes el valor de la energía vendida al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro.

Actualmente la filial Sagesa S.A. está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot en el Sistema Eléctrico Nacional. La energía comercializada por SGA, proviene, además de la comprada a Sagesa S.A., de otros generadores del sistema con quienes mantiene contratos de compraventa.

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada 4 años, reflejando los costos medios de generación eficiente en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter

obligatorio. Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final. En marzo 2020 se publicaron tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2018 a octubre 2022. En todo caso, producto de la ley N°21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21 de diciembre 2019, las tarifas para los usuarios finales de los SSMM quedan estabilizadas temporalmente, y cuyas diferencias serán saldadas a medida que el precio medio de compra del conjunto agregado de distribuidoras sea inferior al precio estabilizado, lo que se espera ocurra a contar del segundo semestre del año 2022.

C) Fijación de Tarifas de Distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada 4 años. El 24 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía publicó un nuevo Decreto Supremo de fórmulas de tarifas (DS N°11T-2017), que regiría desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020. Sin embargo, producto de la publicación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio en Distribución (NT) a fines de 2017 y actualizada a fines de 2019, se estableció estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición y monitoreo, cuya exigencia se haría una vez que su costo de implementación se refleje en las tarifas de distribución, permitiendo a las empresas costear estas nuevas exigencias. Así, a fines de septiembre de 2018, se publicaron las nuevas tarifas (DS N°5T-2018), acorde a los nuevos estándares, que se encontrarán vigentes hasta el 3 de noviembre de 2020.

Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local (IPC), inflación de Estados Unidos (CPI) y el tipo de cambio. No obstante, lo anterior, y producto de la molestia ciudadana del plan de conversión de medidores a medidores inteligentes considerado en la NT, e incluido en la tarifa de distribución, se

solicita a las Distribuidoras Eléctricas descontar los montos ya cobrados, y eliminar este concepto de las tarifas finales.

Hasta ahora, la tarifa era fijada buscando una tasa interna de retorno de 10% antes del impuesto para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debía comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las Distribuidoras operando, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

Producto de la Ley N°21.194-19 antes mencionada se realizaron los siguientes cambios al proceso tarifario:

- Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.
- Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario, se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el próximo proceso se determinaron 6 áreas para las cooperativas.
- Bases técnicas del proceso de tarificación podrán ser observadas y discrepadas en el Panel de Expertos.
- Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por representantes de las distribuidoras, dos del Ministerio, dos de CNE, dejando atrás la elaboración de dos estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados dos tercios CNE y un tercio empresas.
- Informe técnico CNE preliminar observable y discrepable en el Panel de Expertos.
- Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% +4%, a una banda de -3% +2% de la tasa establecida. Realizado con la vida útil de la empresa modelo.
- Mayor participación ciudadana en todo el proceso.



Maicolpue, San Juan de la Costa.

El Ministerio de Energía, a través de la nueva Norma Técnica de Calidad de Servicio, define mayores exigencias comerciales y técnicas para todas las distribuidoras del país, entre las que incluye a la Medición Inteligente.

A diciembre de 2021, se encuentra en curso el estudio de fijación de tarifas de distribución, período 2020-2024. Se espera que el informe del consultor se publique en febrero 2022, el informe técnico de la Comisión Nacional de Energía se conozca en junio 2022, para luego esperar la publicación del decreto respectivo a fines del 2022.

Esta misma Ley exige a las empresas distribuidoras constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y, en consecuencia, sólo pueden prestar dicho servicio público de distribución. Esta exigencia se aplica desde el 01 de enero 2021 pudiendo las empresas solicitar extensión del plazo hasta el 01 de enero 2022.

Adicionalmente, con fecha 02 de noviembre 2019, se publicó en el Diario Oficial, Ley N°21.185 del Ministerio de Energía, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 31 de diciembre 2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron aplicarse producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda a cargo de las generadoras, se saldará con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso, la tarifa final resultante para cada período antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31 de diciembre 2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

Respecto de la fijación de tarifa de Servicios Asociados al Suministro Eléctrico (SSAA), que se realiza cada 4 años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, se publicaron nuevas tarifas en julio de 2018, mediante la publicación del DS N°13T-2017.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de distribución son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y

sus filiales y la rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la reglamentación vigente, esto es, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

En los últimos años se publicaron una serie de leyes que afectan directa o indirectamente los ingresos de las sociedades. Destaca la Ley de Electrodependientes que otorga un beneficio económico a los clientes que dependen de equipos médicos eléctricos reflejado en un descuento en la cuenta de electricidad, además de exigir a las distribuidoras buscar las mejores soluciones técnicas para evitar la interrupción del suministro. También se publicó la Ley de Servicios Básicos, la que impide el corte y reposición a los clientes críticos o en situación de vulnerabilidad, otorgándoles facilidades de pago.

D) Fijación de Tarifas de Transmisión

Mediante la publicación de la Ley N° 20.936, se establecieron nuevos mecanismos para la determinación de los planes de expansión de transmisión y su valorización, para posteriormente ser transferidos a las tarifas de los clientes finales. Con respecto a la valorización, las instalaciones de transmisión se dividen en 3 categorías:

- Para las obras nuevas construidas como resultado de los procesos de licitación mandatados producto de los Planes de Expansión definidos por la Autoridad, su valor anual se fija por 20 años desde su puesta en operación en función de los valores ofertados por las empresas licitantes.
- Para las obras de ampliación, se define el valor de inversión para los siguientes 20 años en función del resultado de la licitación de construcción y sus costos de operación, mantenimiento y administración son el resultado de un estudio tarifario.
- Para las obras existentes o pasadas los 20 años de las obras licitadas, su valor anual se determina cada 4 años como parte de un proceso reglado de valorización. El primer proceso bajo

esta nueva ley deberá establecer el valor anual de transmisión por tramo del período 2020-2023. Se está a la espera de la publicación del Informe Técnico Definitivo de CNE, el que es la base para los decretos tarifarios que elabora el Ministerio de Energía con aplicación retroactiva a enero 2020.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de la Transmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la reglamentación vigente, esto es, ante la CNE, el Panel de Expertos o la Contraloría General de la República, según sea el caso.

RIESGO CONTRATO DE SUMINISTRO Y ABASTECIMIENTO

A) Contratos de Suministro a Clientes Regulados

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos 5 años.

Actualmente, el abastecimiento está respaldado por contratos resultantes de las últimas licitaciones de suministro realizadas coordinadamente entre todas las distribuidoras, según las Bases Técnicas publicadas por CNE.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a los cambios legales introducidos mediante la Ley N° 20.805 de 2015 que permiten el traspaso de excedentes entre distribuidoras.

Producto de la entrada en vigor de la Ley N°20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita a todas las distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con estos antecedentes la Comisión emite un Informe de

Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2022/01 (suministro enero 2027 - diciembre 2046), cuya adjudicación está contemplada para junio 2022.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, que permitirán disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio.

Durante el año 2020 el Ministerio de Energía presentó un proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica, que modificaría el esquema de licitaciones permitiendo, de forma paulatina, que todos los clientes elijan su suministrador de electricidad de forma competitiva, el cual no tuvo avances en el congreso durante el año 2021.

B) Abastecimiento de Energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se podría ver afectada en años futuros si se presentaran fallas prolongadas en centrales y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía o limitaciones en la transmisión de energía o retraso de construcción de proyectos de generación.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Los cambios legislativos mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- A través de las licitaciones de suministro y licitaciones de obras de transmisión el regulador aumentó la matriz energética disponible.

Producto del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica considerado en la Ley N°21.185-19 del Ministerio de Energía, se puede apreciar un mayor riesgo de insolvencia para las generadoras con contratos de suministro, debido a que ellas asumirán el saldo entre el precio

estabilizado y el precio que debió cobrarse con una indexación normal. Los costos marginales se esperan bajos, pero atrasos de los proyectos de transmisión podrían generar desacoples de costos marginales en ciertas zonas, y los montos que recibirían las generadoras dado los precios estabilizados, podrían no cubrir los costos marginales desacoplados.

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones ante un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

RIESGO FINANCIERO

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad y sus filiales se realiza de modo de mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

Los flujos de la Sociedad y sus filiales, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

El detalle de la administración de los riesgos financieros relacionados con el financiamiento, los activos financieros, los plazos de recuperación de estos, así como el costo y la variabilidad de los fondos, es decir, riesgo de crédito, de liquidez y de mercado, se encuentra en la Nota 4. Política de Riesgo de los Estados Financieros.



Carretera, Contulmo.



Marcha de la Empresa

Excelencia Operacional

GRUPO SAESA ALCANZA META EN CALIDAD DE SERVICIO

En 2021 las distribuidoras de Grupo Saesa continuaron avanzando positivamente en calidad de servicio. Aun cuando el invierno y comienzo de primavera se presentaron particularmente agresivos, con 4 temporales fuertes y de larga duración, las inversiones y los planes de mantenimiento en la red, junto a una eficiente gestión en tecnología y equipos en terreno, permitieron buenos resultados.

Los parámetros de evaluación de calidad de servicio se refieren al promedio de horas en las que un cliente permanece sin suministro durante 1 año por causas de responsabilidad de su distribuidora. No considera, por ejemplo, choques a postes o fallas masivas de la empresa transmisora. Con el robusto

plan de inversión y mantenimiento que comenzó a ejecutarse el año 2018, el tiempo sin suministro ha disminuido considerablemente a la fecha: Frontel se desplazó de 58,9 hrs. en 2017 a 26,4 hrs. en 2021; Saesa de 21 hrs. en 2017 a 13,4 hrs. a 2021 y Edelaysen de 34,4 hrs. en 2017 a 13,9 hrs en 2021.

El plan de inversión del último año se enfocó en implementar equipos de maniobra automática y comando a distancia en las redes de media y baja tensión. Se busca habilitar una red inteligente y flexible, que disminuya la cantidad de clientes afectados por una interrupción y el tiempo de ésta, mediante transferencia de consumos. En los 2 años recientes, la empresa ha construido y renovado más de 2.000 kilómetros de redes de media tensión y ha realizado el recambio de más de 8.000 transformadores de distribución, con el

objetivo de ampliar su capacidad, lo que representa un 15% de estos equipos en la compañía.

Para asegurar continuidad de servicio a todos sus clientes, en sectores de extrema ruralidad se ha optado por construir interconexiones con otras distribuidoras. Este es el caso de la comuna de Pinto, donde Frontel se conectó con la cooperativa Coelcha, logrando así un respaldo adicional ante cortes.

En una red que supera los 65.000 kilómetros de extensión, en el año 2010 existían sólo 500 equipos de maniobra automática, equivalente a un 22% del total de equipamiento. Actualmente, la red cuenta con más de 5.600 equipos instalados, lo que aumenta notablemente la confiabilidad y holgura del sistema eléctrico. Adicionalmente

se ha robustecido la red incorporando equipos indicadores de fallas, los que ayudan a una más rápida detección y localización de éstas, disminuyendo así los tiempos de interrupción.

Para hacer frente a las fallas que afectan al sistema de transmisión, que dejan sin suministro a las distribuidoras y en consecuencia a los clientes finales, Grupo Saesa implementó generación de respaldo local, que permite restituir el servicio a una comuna afectada. Estos proyectos se han implementado en 46 comunas, como; Carahue, Curacautín o Lago Ranco, en las cuales un corte de suministro que podría haber durado varias horas, no tarda más de 20 minutos en ser solucionado. Solo durante 2021

los sistemas respaldaron 2.728 horas de suministro interrumpido en más de 400 eventos.

Pese al aumento en la cantidad de interrupciones por causa externa en 2021, la flexibilidad operacional se mantiene en un acumulado de 82% en 12 meses. Este indicador representa la cantidad de clientes con suministro repuesto antes de media hora, en fallas que afectan a más de 1.000 clientes.

La búsqueda e implementación de soluciones tecnológicas e innovación que permitan mejorar la calidad de servicio es permanente. En 2021 se trabajó en diversas iniciativas de innovación, como el uso de by pass

con cable tipo minero, para usar en desconexiones programadas, permitiendo interconectar sectores y disminuir la cantidad de clientes que deben verse interrumpidos por faenas de mejoramiento o reparaciones.

Asimismo, se inició un programa piloto para la construcción de redes soterradas en sectores rurales de alta densidad arbórea. Los árboles siguen siendo la causa principal de interrupciones de suministro y, por lo mismo, se está revisando la viabilidad constructiva y los resultados operativos de este tipo de proyectos de manera de extenderlos hacia otras zonas.



Sustentabilidad

SEGUNDO REPORTE DE SUSTENTABILIDAD DE GRUPO SAESA

Continuando con el compromiso de analizar cada una de las actividades de Grupo Saesa para lograr llevarlas de un modo sustentable, es que nos mantenemos en línea con el desafío de entregar un reporte que dé cuenta de todas y cada una de las iniciativas que la empresa realiza con miras a un futuro mejor para las comunidades, sus trabajadores y el medioambiente.

De este modo, cumpliendo con estándares y parámetros de nivel mundial, durante el año 2021 Grupo Saesa emitió su segundo reporte de sustentabilidad, elaborado bajo la metodología GRI (Global Reporting Initiative).

Diseñado con una estructura amigable y cercana, este documento engloba

las cifras en torno al impacto de la empresa en las comunidades donde está inserta, promoviendo nuevamente que la sustentabilidad se integre transversalmente en toda la organización. En él se incluye información sobre actividades, objetivos y resultados en materia social, ambiental y económica.

La estrategia de Grupo Saesa en materia de sustentabilidad se sostiene en 3 pilares fundamentales: operación responsable, entregando energía con los más altos estándares de la industria; sintonía con el entorno, en virtud del cual la actividad se desarrolla cuidando la relación y en sincronía con la comunidad y amplificación energética, que busca proveer de alternativas y soluciones sustentables tales como el recambio energético y el acceso de zonas aisladas a la electricidad mediante el uso de las

nuevas tecnologías.

PROGRAMAS COMUNIDAD

El presente año, trajo consigo un gran salto en materia de programas de vinculación con la comunidad, uniéndose a los ya existentes, este año se implementó Mujeres con Energía, Conecta tu Energía y Barrios con Energía.

El propósito de estos programas es conectar tanto con, las preocupaciones y anhelos de las personas que conforman la comunidad de la cual somos parte, de manera de contribuir de la mejor forma posible, así como aportar con soluciones innovadoras, cercanas y reales que vayan más allá del rol principal que tiene la compañía, que es llegar con energía continua y segura a sus clientes.

Mujeres con Energía, en esta primera versión se reconoció y capacitó a 63

mujeres emprendedoras, desde Ñuble a Aysén, que sacaron adelante sus ideas de negocio pese a las dificultades que ha traído consigo la pandemia.

Las seleccionadas participaron de una Academia de Emprendimiento a cargo del instituto profesional AIEP, donde fortalecieron sus competencias y capacidades. Además, lograron potenciar su crecimiento y acceso a nuevos negocios, ya que adicionalmente, se implementó una vitrina virtual para que puedan difundir su emprendimiento.

Las ganadoras, que fueron escogidas según su desempeño en el curso, obtuvieron un premio de \$1.000.000 de libre disposición.

Por su parte, **Conecta tu Energía**, es un programa que apoya a quienes deben permanecer en salas de espera de centros de salud, a través de la instalación de cargadores gratuitos para celulares. En 2021, se pusieron en servicio, tres de estos tótems de carga en el Hospital de Puerto Montt y CESFAM de Purranque en

la región de Los Lagos, y en el Hospital de Corral, en Los Ríos.

Barrios con Energía, es una iniciativa busca dotar de iluminación espacios públicos que nunca hayan contado con luz o modernizar sistemas ya instalados, para que, de este modo, la comunidad pueda ampliar sus posibilidades de uso, mejorar la seguridad y generar espacios de reencuentro post pandemia. Durante el año 2021, se iniciaron trabajos que buscan renovar la Plaza Fermín Vivaceta en Osorno y el parque Las Lumas en la ciudad de Coyhaique.

En resumen, durante 2021, Grupo Saesa benefició a más de 7 mil personas a través de sus diversas iniciativas:

Premió a 3 escuelas ganadoras de la competencia de eficiencia energética en el marco del programa Escuelas con Energía, donando a los establecimientos sistemas fotovoltaicos y entregando de esta forma energía a más de 150 niños y profesores.

Conectó 30 sedes sociales a la red eléctrica, dando un nuevo aire a los espacios de encuentro comunitario a más de 3 mil personas.

Desarrolló actividades de capacitación para más de 100 alumnos estudiantes de electricidad pertenecientes a 3 establecimientos gracias al programa Liceos Eléctricos.

Logró reunir 10 toneladas de pilas en desuso recuperadas para ser acopiadas y trasladadas a un lugar seguro para su disposición final.

Se mantuvo conectada con la comunidad a través del programa Somos Vecinos Radio, llegando con información relevante y útil a un gran número de hogares en los 306 programas realizados en más de 100 emisoras distintas, sumando más de 6.100 minutos al aire.



Volcán Puntiagudo, Puerto Octay.

Medioambiente

Grupo Saesa buscando su permanente amplificación energética ha ido desarrollando y fomentando proyectos vinculados con energías renovables, generando así soluciones eólicas y fotovoltaicas.

Es así como al año 2021 aumentó su capacidad de generación a través de este tipo de energías, superando 1 MW a través de proyectos eólicos y fotovoltaicos. Durante este año, se adjudicó 122.4 kW en soluciones "Off Grid". Estas soluciones generaron un impacto beneficioso en la calidad de vida de 51 familias, fomentando el desarrollo de estas.

Por otro lado, la compañía durante el año 2021 adjudicó y construyó 507 kWp en proyectos fotovoltaicos "On Grid", que están relacionados a generación distribuida, lo que representa un incremento 284% respecto al año 2020, entre estos:

- Proyecto On Grid, comuna Purranque, 294 kW instalados en techo.
- Proyecto On Grid, comuna Los Muermos, 165.2 kW instalados en suelo.
- Proyecto On Grid, comuna Osorno, 42,1 kW instalados en techo.
- Proyecto On Grid, comuna Osorno, 1.5 kW instalados en techo.
- Proyecto On Grid, comuna Coyhaique, 5 kW instalados en techo.

En la filial Saesa Innova, se adjudicaron proyectos fotovoltaicos de autoconsumo para la gran industria (clientes libres), cuyas características y potencias son las siguientes:

- Proyecto de autoconsumo, comuna de Panguipulli, 2.91 MW instalados en

suelo y con tracker a 1 eje.

• Proyecto de autoconsumo, comuna de Lautaro, 0.91 MW instalados en suelo.

De esta manera se logra abrir paso en una nueva línea de negocios, permitiendo además a los clientes generar ahorros en sus cuentas de suministro a través de una generación limpia y renovable.

Grupo Saesa durante años ha promovido dentro del desarrollo de su cultura organizacional el valor de la Sustentabilidad, incorporando una serie de iniciativas para establecer relaciones y generar impactos positivos en el desarrollo de la comunidad, buscando emprender un trabajo colaborativo, orientado en el beneficio de sus clientes. Es así como dentro del contexto de valor compartido, desde el año 2014 ha impulsado actividades asociadas al correcto y seguro manejo de pilas alcalinas en colaboración estrecha con las Secretarías Regionales Ministeriales del Medio Ambiente (Seremi MA) en las



regiones donde es concesionaria. Estos residuos son altamente tóxicos para el medio ambiente y sus ecosistemas; por lo tanto, haber logrado levantar e implementar el programa que hoy conocemos como "Ponte las Pilas", invita a toda la comunidad a formar parte activa de esta iniciativa, creando una cultura de recolección domiciliaria y disposición en puntos habilitados.

Desde principios del año 2020, y producto de la pandemia que ha estado afectando al mundo, las actividades asociadas a la recolección de pilas en las escuelas municipales se vieron afectadas producto de la interrupción de las clases y los requerimientos sanitarios que han obligado a muchas comunas a establecer restricciones. Sin perjuicio de aquello, Frontel, Saesa y Edelayesen de todas formas quisieron estar presentes, logrando con sus campañas la recolección de 2.500 (23,9%), 7.210 (68,8%) y 767 (7,3%) kg respectivamente, y superando así las diez toneladas a nivel compañía. Lo anterior representa un

aumento de 1.000% respecto de la última campaña realizada en el año 2020.

Dentro de otros aspectos de la gestión ambiental responsable de la compañía, durante el año 2021 se gestionaron 44,3 toneladas entre; equipos eléctricos asociados a transformadores, reguladores, computadores y medidores en desuso, los cuales se reparten en las siguientes proporciones; 35.000 kg (79%) corresponden a transformadores y reguladores; 1.225 kg (2,8%) a computadores dados de baja y 8.100 kg (18,2%) a medidores en desuso; y de estos; 37,8% corresponden a Frontel, 53,3% a Saesa y 8,9% a Edelayesen.

Durante el año 2021, el teletrabajo predominó entre los colaboradores de la compañía, con ello se privilegió la gestión de residuos reciclables a domicilio. En dicho contexto, y considerando que este plan piloto está circunscrito a la ciudad de Osorno, entre enero y diciembre se logró reincorporar a la cadena de valor un total de 8,4 toneladas de residuos

Nuestra meta es ofrecer a nuestros clientes y a la comunidad soluciones energéticas que no sólo mejoren su calidad de vida, sino que sean amigables con nuestro medio ambiente.



reciclables, una cifra que muestra un aumento aproximado de 227% respecto del año anterior. Durante este período ingresaron al proceso de economía circular 8.350 kg de residuos que se distribuyeron de la siguiente forma; papel 164 kg (2%), cartón 2.478 kg (30%), plástico 697 kg (8%), aluminio 179 kg (2%), residuos orgánicos 2.315 kg (28%) y vidrio 2.517 kg (30%).

Otro tipo de residuos que pasaron por un proceso de revalorización durante el año 2021, son aquellos denominados Residuos Industriales No Peligrosos que se generan producto del descarte en etapas de construcción de proyectos, planes de mantenimiento y/o mejoramiento, o reemplazo de infraestructura entre otros. De este proceso se pudieron revalorizar 64 toneladas de madera (3%), 123 toneladas

de cable de aluminio (6%), 115 toneladas de acero galvanizado (5%) y 1.861 toneladas de hormigón (86%).

En otros aspectos medioambientales de la ejecución de obras civiles para robustecer los sistemas eléctricos dentro de las zonas de concesión de la compañía y las consecuentes faenas de roce para la habilitación de faja y/o poda de árboles cercanos al tendido eléctrico; es que anualmente se presentan Planes de Manejo de Corta y Reforestación para la ejecución de Obras Civiles (PMOC) ante la Corporación Nacional Forestal (CONAF), dando cumplimiento así con lo establecido en la Ley 20.283 y D.L. 701. De dicha gestión se establece legalmente el derecho de corta e intervención de bosque, sin embargo, también queda establecida la obligación legal de compensar por medio de una

reforestación aquello que fue explotado como parte de la implementación de obras. En el marco de dichas obligaciones emanadas de la legislación forestal de Chile, es que durante el año 2021 Grupo Saesa reforestó un poco más de 24 hectáreas de bosque nativo dentro de su zona de concesión, las cuales se distribuyen de la siguiente manera por empresa; Saesa 7,23 hectáreas (30,1%), STS 16,47 hectáreas (68,5%) y Sagesa 0,34 hectáreas (1,4%).



Delegación Quellón, Chiloé.

Personas, El Valor de La Empresa

Lo más importante para Grupo Saesa son las personas, a la fecha contamos con 5.893 colaboradores de los cuales 1.665 pertenecen a las empresas del Grupo y 4.228 son colaboradores permanentes de las empresas que prestan servicios como contratistas. Todos quienes con su energía y compromiso permitieron que la compañía siguiera avanzando en los distintos desafíos propuestos durante el 2021.

Sin duda la Flexibilidad, Agilidad, Innovación y Colaboración, son comportamientos que se han internalizado y que hoy juegan un rol fundamental. En el segundo año de pandemia se sostuvieron los esfuerzos en un escenario nada fácil ni para la empresa ni para los clientes.

SEGUIMOS CUIDANDO A LOS NUESTROS

La compañía se ocupa de entregar las mayores condiciones de seguridad a los trabajadores. Un intransable que adquirió más sentido que nunca en la actualidad, cuando no solo los resguardos físicos y sanitarios fueron necesarios; sino también resguardar la salud mental afectada por el encierro, la sensación de inseguridad permanente y la pérdida de seres queridos o conocidos.

Por segundo año consecutivo el Comité de Crisis tuvo la misión de evaluar la contingencia y necesidades que se presentan en la compañía, para luego ir tomando las decisiones que permitieran seguir adelante en las condiciones más adecuadas. Este comité se asegura de



la continuidad de la operación, el resguardo y habilitación de condiciones sanitarias para que los trabajadores que continuaron decididamente en terreno desde el primer día.

Conversaciones, encuestas y estudios permitieron crear programas de apoyo y contención al trabajo en pandemia, tanto presencial y teletrabajo.

Se continuó con el programa de contención este 2021 denominándolo **Recarga tu Energía-Préndete**, cuyo plan de trabajo consistió en acompañar a través de múltiples iniciativas a los trabajadores durante esta pandemia, orientadas hacia toda la compañía y a las áreas críticas, identificadas en función de la exigencia de operación y lugares de desempeño de tareas. Para los colaboradores que han debido mantenerse en las oficinas o en terreno, de cara al cliente, se generaron prácticas y apoyos especiales, que responden a estas necesidades.

Por ejemplo, para el 90% de quienes se desempeñan en atención a clientes, se realizaron talleres especiales con herramientas y mecanismos para manejar sus emociones, en distintos escenarios y roles dada la compleja época que estamos viviendo, es importante la contención emocional



Laguna Chiguay, Carretera Austral.

y que la compañía contribuya a mantener una calidad de vida con un equilibrio entre lo laboral y lo personal.

La compañía cuenta con el apoyo profesional permanente de una psicóloga, la que ha entregado asistencia a trabajadores, contratistas y familia. Desde junio de 2020 a la fecha, la profesional ha atendido a 104 personas, incluido niños, con un total de 335 sesiones.

En el caso de los equipos de proyectos de alta intensidad, como por ejemplo quienes llevaron a cabo la implementación del nuevo sistema comercial durante la crisis sanitaria, se

pusieron a su disposición talleres, actividades recreativas e incentivos de tiempo libre adicional.

Todo ello levantado mediante encuestas y entrevistas que permitieron identificar las necesidades reales, alertas y recomendaciones para poder hacerse cargo. El sello de cuidar a los trabajadores y a sus familias se ha manifestado a través de declaraciones relativas a la empatía y escucha atenta que como líderes se necesita tener con los equipos.

En este sentido se motivó de manera permanente la conversación y la búsqueda de espacios para dialogar. La definición de una jornada más flexible, la disminución en la extensión y cantidad de reuniones y el respeto por el horario de la jornada laboral, fue una declaración que se difundió ampliamente a través de videos y decálogo de buenas prácticas, los que hoy forman parte de esta nueva forma de trabajar. Fomentando diariamente el respeto por los tiempos personales y familiares.

En esta misma línea se difundió un decálogo de corresponsabilidad parental, con prácticas a incorporar para un mejor uso del tiempo y calidad de vida, que fue creado ante la necesidad de dedicar más y mejor tiempo junto a las familias, lo que sin duda puede ser todo un desafío en términos de organización y tolerancia.

La mantención permanente del horario de verano, finalizando la jornada laboral semanal los viernes a las 14:30 horas, ha sido una de las medidas más agradecidas por el personal. Junto con ello y también en el afán de cuidar la salud de todos y todas, es la asignación de un día libre adicional, para la realización de un examen preventivo de salud y la ejecución de un plan de vacunación gratuito contra la influenza para más de 2.000 colaboradores, contratistas y empleados en las dependencias de la empresa, resguardando la seguridad con protocolos de autocuidado.

Somos Formadores

- Durante el año 2021 se dio continuidad al **Plan de Capacitación Corporativa** con la modalidad en cursos online (86%), la aplicación de la tecnología y la medición de los datos redundan directamente en modelos cada vez más personalizados para los colaboradores. De igual forma se continua con la modalidad presencial (14%) para ciertos cursos Técnicos, Roce, Modelo Cortez y Escuela de Linieros.

- Se ejecutaron 103.218 horas, orientadas al desarrollo profesional de los trabajadores, 2.148 colaboradores de empresas contratistas fueron capacitados con un total de 32.114 horas de formación, en cuanto a personal propio 1.482 colaboradores capacitados con 71.104 horas de formación.

- A través del Programa Crece estudiaron 47 colaboradores, cuyo programa de desarrollo contempló 37 mil horas.

- 41 jóvenes egresaron en el año 2021 de la **Escuela de Linieros** N°13 - N°14 y N°15 (Obras y Mantenimiento) efectuando un total de 9.200 horas de formación, lo que consolida a 248 alumnos egresados de las diferentes Escuelas de Linieros.

- En cuanto a **Responsabilidad social empresarial**, este año se capacitaron 177 personas registrando un total de 8.472 horas en distintos cursos, con una inversión total de MM\$48:

CAPACITACIONES RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

NOMBRE DEL CURSO	HORAS CAPACITACIÓN	N° PARTICIPANTES
Aplicación de Técnicas Básicas de Circuitos Eléctricos de Baja Tensión	612	17
Formación de Guardias de Seguridad	720	8
Fundamentos para la Instalación Eléctrica Domiciliaria	1.260	14
Técnicas de Elaboración de Productos de Pastelería y Repostería	2.520	63
Técnicas de Operación de Grúa Horquilla	360	15
Técnicas para la Aplicación de Capacidad Sociolaborales e Inserción Laboral (Precontrato)	3.000	60
TOTAL GENERAL	8.472	177

- Con foco en el cliente se dio curso al Programa “Fidelizando al cliente” y “Lectura y Reparto” donde se han formado 181 colaboradores.

- Por segundo año consecutivo se continúa potenciando a Formadores Internos, se capacitaron 25 nuevos colaboradores como formadores internos quienes a su vez capacitaron en diferentes cursos a 517 personas.

- Se continúa con las Inducciones de Cultura y Seguridad, Foco Crítico; el objetivo de poner en conciencia con diversas metodologías asociadas a la seguridad, foco en el cliente y conocer la Compañía, produciendo de esta forma una aceleración en los procesos adaptativos e incorporación de una conducta segura y alineada a la cultura de seguridad de la Compañía. Personas capacitadas 459.

- En agosto de este año se inició la malla de especialistas cuyo objetivo es permitir potenciar el talento a nivel de especialistas y de este modo asegurar que la Compañía cuente con las capacidades técnicas como de gestión necesarias para el desarrollo actual y futuro del negocio. Participaron 26 colaboradores del área de protecciones de distribuciones, área de control y protecciones, área de ing. de transmisión, área scada, área sistema de transmisión del norte.

- Brigadas de Elite; El objetivo de este programa es aumentar el nivel de competencia de las brigadas de operaciones en temas Técnicos y Blandos, generando un desplazamiento en las brigadas por medio de la mentoría, este año se trabajó con un piloto de 5 mentores y 14 linieros en la Zonal de Bío Bío.

- El Sistema de Evaluación de Desempeño y Recompensa (**SEDR**) continuó esta vez de forma online potenciando la cultura del aprendizaje y la retroalimentación. Este año se incorpora un nuevo estado de evaluación, inicialmente de forma voluntaria. Adicionalmente, las retroalimentaciones se realizaron de forma on-line.

- Se continuó avanzando en la gestión de **diversidad e inclusión**, dando cumplimiento a la Ley 21.015 (para las empresas Saesa, Frontel, Edelayesen, STS y STN). De acuerdo con el estudio de inclusión laboral realizado por SENADIS (Servicio Nacional de la Discapacidad) en octubre de 2020 la compañía se posiciona en la categoría de Inclusión Laboral Completa, obteniendo un 81% de los parámetros evaluados gracias a la estrategia desarrollada para la contratación de personas en situación de discapacidad.

Por otro lado, y gracias a la vinculación con socios estratégicos, se logró la ejecución del plan de sensibilización y toma de conocimiento, el que a través de charlas y reuniones logra que el 55% de la compañía reciba información sobre lenguaje inclusivo, sesgos inconscientes, discapacidad y equidad de género.

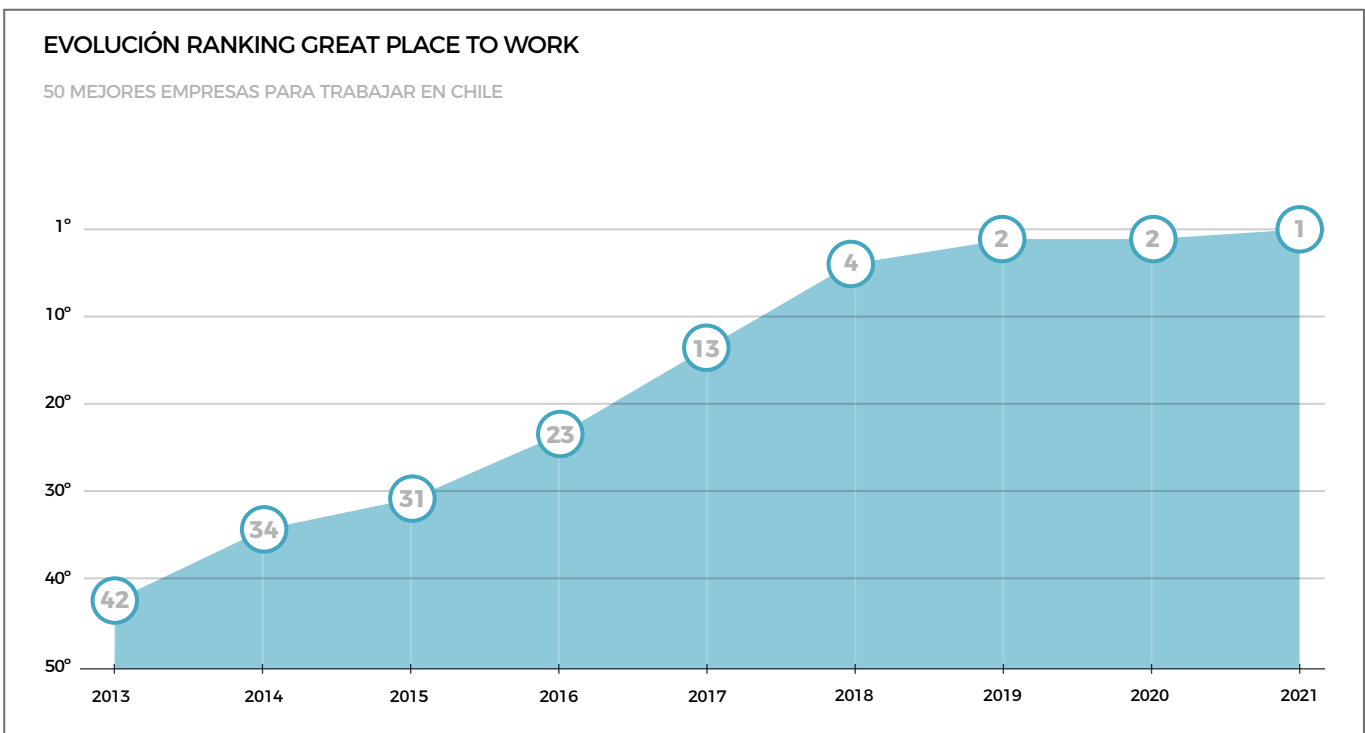
Comunicacionalmente se dio visibilidad a algunos hitos conmemorativos, como el día internacional de la mujer, personas migrantes, personas en situación de discapacidad, entre otros.



Patio de entrenamiento, Barró Blanco, Osorno.

Un Gran Lugar para Trabajar

• Grupo Saesa logra ser reconocida como la **primera mejor empresa para trabajar en Chile**, según el ranking **Great Place to Work**. La compañía ha construido una cultura única y diferenciadora **#SOMOSPUROORGULLO**, avanzando notoriamente en su lugar en el ranking desde el 2013 a la fecha.



El 2021 además obtuvimos los siguientes reconocimientos:

- 5° Mejor Lugar para hacer prácticas en Chile según FirstJob, Plataforma de Prácticas y Primeros Trabajos
- 5° Mejor lugar para trabajar en Chile para Mujeres, GPTW
- Most Innovative Companies categoría Utilities, en el Ranking Most Innovative Companies 2021.

• El **clima laboral** es uno de los puntos más relevantes dentro de Grupo Saesa, el 2021 la encuesta de clima reflejó que un 92% de los trabajadores se encuentra satisfecho de trabajar en la compañía, siendo el mejor resultado que hemos obtenido.

• Las dimensiones más valoradas son el Compromiso Organizacional y las Condiciones de Trabajo. En tanto que la encuesta de clima laboral contratistas refleja un 84% de satisfacción.



Feria libre, Tierra Amarilla, Atacama.



N°1 Great Place to Work

Grupo Saesa valora y considera a sus personas como un elemento clave para seguir construyendo un proyecto común, siendo en consecuencia una compañía líder en el cuidado de la vida y la salud de sus integrantes. Todo lo anterior se manifiesta en haber obtenido el 1er lugar durante 2021 como la mejor empresa para trabajar en el país.

EL CAMINO A LA EXCELENCIA EN EL CUIDADO DE LAS PERSONAS

A casi dos años del inicio de la pandemia, Grupo Saesa ha trabajado fuertemente en fortalecer sus comportamientos de flexibilidad, excelencia y compromiso con la seguridad, siendo el 2021 un año de aprendizaje, abordando cada uno de sus procesos técnicos y comerciales, sin perder de vista la seguridad como un "Intransable" en cada tarea emprendida.

Las dificultades enfrentadas en el contexto actual, han permitido innovar en sus procesos y construir diferentes formas de trabajo para el desarrollo exitoso de sus actividades, principalmente las que se encuentran asociadas a las operaciones técnicas y comerciales, la incorporación de procedimientos y protocolos que permitan garantizar la salud de sus colaboradores; Todo lo anterior ha estado siempre en el centro de las decisiones, sin descuidar el mandato prioritario de atención a sus clientes con la mayor dedicación, ofreciendo soluciones oportunas, concretas y de alto valor para sus trabajadores.

A raíz de lo anterior, se han impulsado iniciativas, protocolos y acciones en materia de seguridad y salud ocupacional, las que se han materializado en:

- Primera jornada de sensibilización virtual: A través de una emisión en directo vía streaming se dio lugar a la jornada de seguridad, con el objetivo de sensibilizar a los trabajadores de diferentes ámbitos de la Compañía y Empresas Contratistas respecto a las consecuencias de sus actos, ya sea en su entorno laboral o familiar, haciendo hincapié en que la Seguridad es un "Intransable". Esta jornada se centró en el foco Vehicular y se contó con la participación de 1.500 dispositivos conectados de manera simultánea, además de alcanzar 8.000 visualizaciones durante el año.
- Programa de Gestión Preventiva: El Método de Aseguramiento para el Control de los Riesgos Operacionales (MACRO) permitió dedicar esfuerzos específicos en materia de prevención de accidentes graves y fatales, pero también dedicados a controlar el avance de la pandemia con el surgimiento del COVID-19, sumando más de 280.000 acciones preventivas anuales en toda la organización, distribuyendo de forma transversal las responsabilidades por unidad de negocio, área y empresa contratista.

• **Plan de Retorno Seguro y Flexible:** Para un retorno gradual y seguro al trabajo en el marco de la alerta sanitaria ocasionada por el COVID-19, se puso a disposición una guía resumen de las medidas, recomendaciones y acciones de gestión preventiva dirigidas a evitar el contagio de COVID-19 en los lugares de trabajo, estableciendo procedimientos y medidas específicas que permitan brindar protección y tranquilidad a todos los colaboradores de la Compañía.

Durante los últimos años, en el camino a la excelencia en el cuidado de las personas, se ha avanzado de forma significativa, incorporando fuertemente a las empresas contratistas y liderando la seguridad a nivel industria, donde se han implementado un sin número de planes y acciones, siendo la prioridad asegurar el riesgo estratégico para la seguridad de las personas, garantizando un desempeño de alto nivel y un lugar libre de accidentes graves y fatales en la operación de la Compañía.

GRANDES OBRAS 2021

NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E PUERTO MONTT 220/23 kV 60 MVA (STS)

El proyecto cuya secuencia de puesta en servicio comenzó el 18 de diciembre de 2020, finalizó con la entrada en servicio y en operación el 17 de marzo de 2021 con el último paño de transformación, consistió en la instalación de un nuevo equipo de transformación 220/23 kV con una capacidad máxima de 60 MVA en la S/E Puerto Montt. El proyecto incluyó la construcción de los paños de conexión a la barra existente en configuración barra seccionada más transferencia en alta tensión y a una nueva barra en configuración barra seccionada en media tensión. Adicionalmente, se normalizaron los paños de transmisión nacional J5 y J6 correspondientes a la línea 2x220 kV Puerto Montt – Melipulli, lo cual permitió la conexión a la barra de transferencia, aprovechando las sinergias asociadas a la construcción del proyecto zonal mencionado. Adicionalmente, el proyecto incorporó todas las obras civiles y obras necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto.

S/E PE NEGRETE (STS - EX FRONTEL TX)

El proyecto realizado para el cliente WPD, fue energizado a partir del 17 de marzo de 2021 en su principal etapa, finalizando el 20 de marzo con la entrega a la explotación. El proyecto fue parte del contrato con WPD el cual consistió en la construcción de las siguientes obras: Instalación de un nuevo transformador 66/23 kV con capacidad máxima de 50 MVA. Construcción de una barra en 23 kV con capacidad para dos paños de línea, construcción de 1 paño de transformación, construcción de dos paños de línea para generación con mufas para cable aislado. Construcción de una nueva sala de control, sistemas SCADA e instalaciones comunes en S/E Negrete, así como el sistema de control y comunicaciones.

NUEVA S/E SECCIONADORA RÍO TOLTÉN 220 kV (SATT)

El Proyecto cuya puesta en servicio comenzó el 31 de enero con el seccionamiento del circuito 1, finalizó el 14 de marzo con la puesta en servicio del seccionamiento del circuito 2, reconociéndose su entrada en operación a partir del 31 de marzo de 2021. El proyecto consistió en la construcción de una subestación seccionadora con la finalidad de normalizar la conexión en derivación existente en la línea Ciruelos-Cautín 2x220 kV. La subestación se ubica emplazada aproximadamente a 31 km al sur de la actual subestación Cautín 220 kV, siguiendo el trazado de la línea 2x220 Cautín-Ciruelos. La configuración de la nueva subestación correspondió a interruptor y medio y tecnología AIS (Air Insulated Switchgear) con capacidad de barras de al menos 1.000 MVA con



75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente. En la nueva subestación se construyeron las dos diagonales necesarias para el seccionamiento de la línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín y la extensión de las barras para una diagonal adicional para la normalización del tap off Río Toltén. En el patio de 220 kV se debió considerar espacio adicional con plataforma construida para albergar a dos futuras diagonales con barras lo cual permitirá la conexión de proyectos de generación de la zona o ampliaciones en 220 kV y se debió considerar además espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos. Adicionalmente, la subestación incluye los servicios auxiliares (SS/AA) que cuentan con capacidad para al menos la totalidad de las instalaciones proyectadas y futuras. Además, el Proyecto incluyó todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones, malla de puesta a tierra, entre otros.

PROYECTO LA MISIÓN (STS)

El proyecto cuya puesta en servicio fue en dos etapas, consistió en la construcción de una nueva S/E denominada Remehue en 66 kV la zona norte de Osorno, la cual seccionó la línea 2x66 kV Osorno – La Unión, en configuración barra principal más transferencia utilizando tecnología digital lo cual permitió una reducción en tiempos de ejecución como a su vez en suministros. La puesta en servicio de esta primera etapa se realizó el 21 de febrero de 2021. La segunda etapa consistió en la construcción de una nueva subestación denominada La Misión, ubicada al norponiente de la ciudad de Osorno la cual posee configuración interruptor y medio, también con tecnología digital, incluyendo la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/23 kV de capacidad máxima 30 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorporó todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo. También se consideró en esta etapa la construcción de una nueva línea 2x66 kV denominada Remehue–La Misión, de aproximadamente 7,5 km de longitud. La puesta en servicio de esta última etapa y entrada en operación del Proyecto La Misión fue el 13 de junio



Cabe destacar en nuestros proyectos de transmisión puestos en marcha la posibilidad de seguir conectando energías renovables y la mejora de la eficiencia energética a través de la disminución de pérdidas de energía y desaturación de la red. Ejemplo de ello es la puesta en marcha de la subestación Kimal en la Región de Antofagasta conectando principalmente energía Solar.

de 2021.

LÍNEA 2X66 kV LLOLELHUE - LA UNIÓN (STS)

El proyecto consistió en la construcción de una nueva línea de transmisión de 2x66 kV Llolelhue - La Unión de aproximadamente 24 km de longitud y con una capacidad máxima de 2x70 MVA con conductor de aluminio tipo AAAC FLINT y construida en torres metálicas. Adicionalmente, el proyecto incorporó todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo. La puesta en servicio del proyecto fue realizada el 6 de julio de 2021 y su entrada en operación fue reconocida a partir del 27 de julio de 2021.

S/E LLAIMA (STS - EX FRONTEL TX)

El proyecto tuvo una puesta en servicio el 27 de julio de 2021 y su entrada en operación fue reconocida a partir del 12 de agosto de 2021. El proyecto que fue parte del Art. 102 decretada como obra urgente, consistió en la construcción de la nueva subestación denominada "Subestación Llaima" la cual se encuentra ubicada a 15 km aproximadamente al sur de la ciudad de Lautaro, en la localidad de Pillanlelún de la Provincia del Cautín. El proyecto debió seccionar la Línea 1x66 kV Lautaro-Pillanlelún de propiedad de CGE y además incluyó la instalación de un nuevo equipo de transformación de 66/23 kV, con capacidad máxima de 16 MVA, con un patio de 66 kV aislado en aire y un patio de 23 kV utilizando celdas Switchgear para la conexión de un paño de transformación y para la conexión de tres alimentadores en 23 kV.

AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL (SATT)

El proyecto cuya puesta en servicio consistió en cuatro etapas, comenzó con la energización de la primera etapa el 10 de octubre de 2021, finalizando con la energización de la última etapa el 23 de noviembre de 2021. La entrada en operación fue reconocida a partir del 24 de noviembre de 2021. El proyecto consistió en la ampliación de la subestación Kimal, (de propiedad de SATT) para conectar las líneas Crucero -

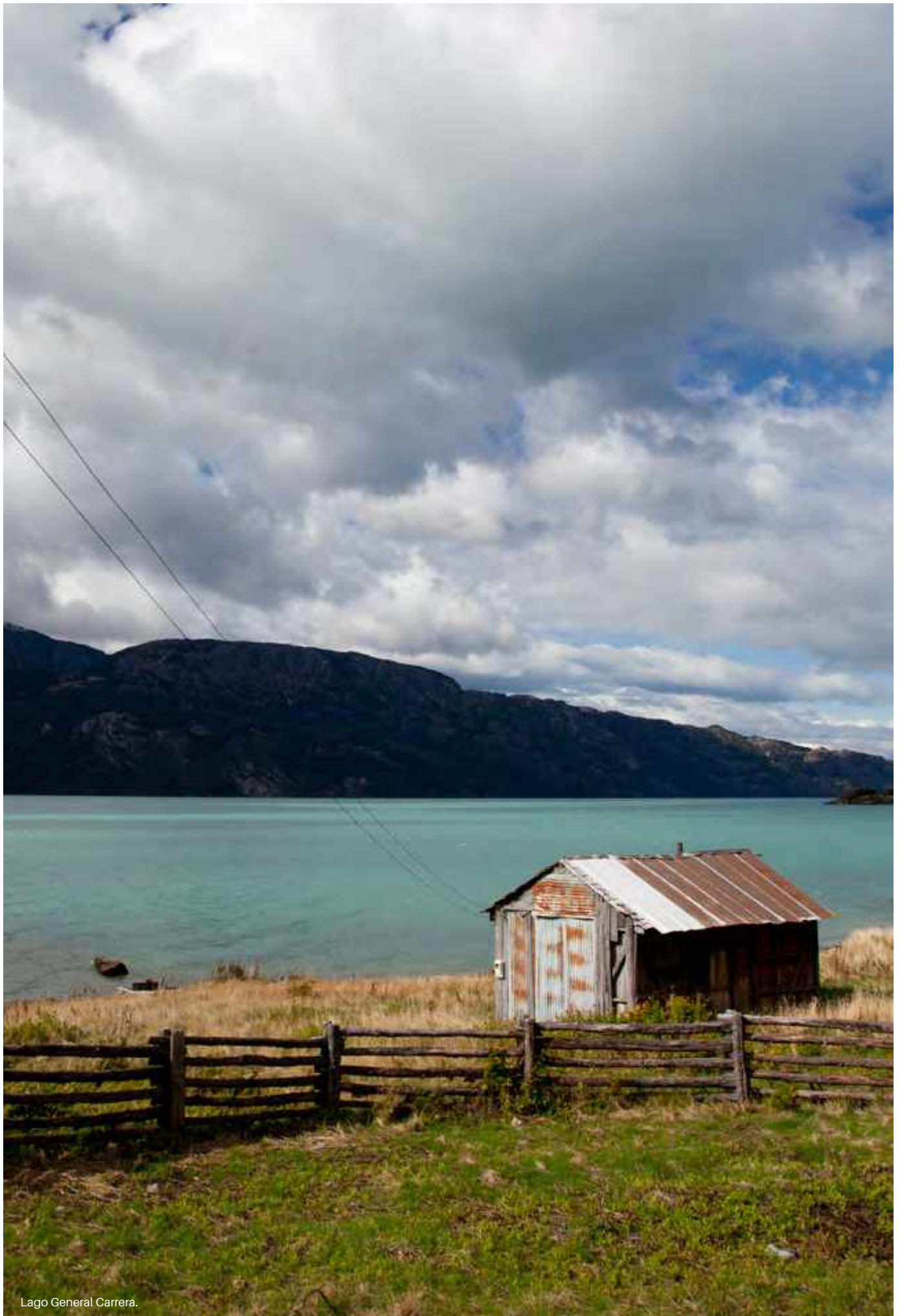
Chuquicamata y Crucero - Salar, además de la línea 2x220 kV Crucero - Laberinto, mediante la construcción de nuevas líneas junto con sus respectivos paños. Adicionalmente, el proyecto incluyó todas las adecuaciones de Control, Protecciones y Telecomunicaciones en las subestaciones correspondientes, junto con todas las obras y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio de la obra de ampliación.

ELECTRIFICACIÓN RURAL

El compromiso de las empresas de Grupo Saesa por contribuir al progreso y bienestar de las comunidades donde opera es permanente. Así se refleja en la participación de los programas de Electrificación Rural, donde en un trabajo en conjunto trisectorial del Gobierno de Chile, la Empresa y los beneficiarios, se hace posible la llegada de electricidad hasta los lugares más apartados, ubicados en diversas localidades y comunas desde el norte al sur de Chile.

Durante el año 2021 se pusieron en servicio 50 proyectos de Electrificación Rural, lo que conlleva a la finalización de las obras de distribución e instalaciones interiores de dichos proyectos ubicados en sectores rurales pertenecientes a 28 comunas dentro las regiones del Bío Bío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, y se firmaron 47 nuevos proyectos para 25 comunas ubicadas entre las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos, Los Lagos y Aysén, actualmente en etapas de ingeniería y permisos.

La finalización y puesta en servicio de estos proyectos cumplen con el objetivo de haber brindado suministro eléctrico a 1.237 familias de sectores rurales, considerando obras que abarcan una extensión de redes de 176 km de línea de media tensión, 128 km de línea de baja tensión en postación individual, 36 km de línea de baja tensión en postación común y 430 transformadores de distribución entre 5 y 15 kVA.



Lago General Carrera.

Gestión Comercial

GESTIÓN DE CLIENTES 2021

Demostrando un espíritu colaborativo y 100% comprometido, se logró cerrar con una impecable salida en vivo de todas las distribuidoras operando bajo este nuevo sistema de atención comercial, que ha permitido tener una mirada 360° hacia el cliente, como nunca antes en la historia de la compañía, permitiendo tener una base necesaria para mejorar la experiencia en la atención. Esta implementación generó cambios importantes en los procesos comerciales de terreno y facturación, aumentando los controles de la operación y así asegurar la calidad de éstos. Para asegurar la continuidad de la solución técnica y la optimización constante de los procesos se generó un Centro de Competencias conformado por los principales líderes del proceso de implementación.

En Satisfacción y Experiencia se registró un alza constante de los indicadores, cerrando muy cercanos a la meta (30,8% y 51,2% respectivamente), efecto generado por la mejora en la calidad de servicio en las distintas comunas de la zona de concesión y las mejoras de procesos operativos y comerciales de cara al cliente, impulsado por la Planificación Estratégica.

El asegurar una cultura en la compañía basada en los clientes es un pilar fundamental, por eso en el 2021 se lanzó el propósito de Grupo Saesa **“Somos energía que conecta y transforma vidas”**, y se han generado distintas acciones para lograr poner en el centro de la organización al cliente, basado en esta guía estratégica.

Impulso 1 Planificación Estratégica 2021:

El impulso 1 de la Planificación Estratégica se compone de 10 PAE's y más de 110 tareas y actividades enmarcadas en **“Reinventar la relación con el cliente”**.

Durante el año 2021 se cerró con un cumplimiento del 98%, donde se abordó y avanzó en las siguientes líneas de trabajo:

Mejorar la Experiencia de los clientes:

Inspira

En el 2021 se logró finalizar la primera fase del programa, implementando las iniciativas con las metodologías ágiles y tradicionales a través de la modalidad “piloto”.

Gracias a la formación de distintos equipos de trabajo se logró convocar a más de 50 personas para trabajar en torno al cliente, coordinadas por la oficina de Transformación. Se iniciaron 11 iniciativas de impacto al cliente que avanzaron principalmente en etapa de desarrollo y pilotos.

Tener la información de los clientes y la capacidad de estar conectados con ellos es vital, por lo que se redefine el modelo de mediciones de la compañía, basado en los pilares de la oferta de valor, optimizando la forma de lograr el feedback de los clientes logrando digitalizar estas encuestas.

Junto a lo anterior, se amplió la gestión asociada a este proceso, incorporando la recuperación de clientes a través del **“Close The Loop”**. Se inicio en la zonal de Temuco, donde se abordaron problemáticas técnicas de estos clientes y así revertir una mala experiencia. Se espera expandir al resto de la compañía en el 2022.

Respecto a las capacidades del personal en contacto se realizaron distintas iniciativas para prepararlos, tales como capacitaciones y preparación del Modelo Conductual CORTEZ en los despachos y Contact Center, además de capacitaciones técnicas a través de la Escuela de Experiencia con el fin de entregar herramientas para atender mejor a nuestros clientes.

Hoy el lograr digitalizar las transacciones permite eficientar y acercar la compañía hacia el cliente. Para lograr una experiencia digital, se definió partir por fortalecer las plataformas digitales, en la web se migró a la plataforma de administración de contenidos a Liferay, lo que da robustez y agiliza los desarrollos.

El contacto remoto cada vez es más valorado, por lo que se continuó robusteciendo el canal WhatsApp para consultas de facturación y otros servicios de post venta. Extendiendo el servicio hacia donde el cliente lo necesita, se implementó un sistema de agendamientos de citas a través de video conferencias, llamado internamente como "Booking".

Se sigue avanzando con distintos pilotos que son claves para una comunicación constante con los clientes. En este sentido, se partió con iniciativas de notificaciones, llegando a usuarios finales a través de pilotos asociados al envío de información de Cortes Programados.

En general el proyecto cerró con un cumplimiento del 98% de la planificación 2021. Avance que se alcanza con la ejecución e implementación de pilotos para las distintas iniciativas como las **Notificaciones proactivas corte programado, Notificaciones proactivas de cortes no programados y Especialistas Contact Center**, por mencionar algunas.

Giro Exclusivo

Generar y propiciar una experiencia diferenciadora fue todo un desafío, considerando los cambios regulatorios asociados al giro exclusivo, reconversión energética y potenciamiento de soluciones como Netbilling. Se separaron los negocios no regulados, generando nuevos canales de atención con información continua hacia los clientes.

Ley de Servicios Básicos

Este año también estuvo afectado por los impactos de las actualizaciones de la ley de Servicios Básicos, gestionando la deuda de los clientes con el fin de no impactarlos de manera significativa.

Sin duda, el 2021 fue un año relevante respecto a generar capacidades que permitan a la compañía mejorar la experiencia de los clientes, así como orientar a construir el propósito de ser energía que conecta y transforma vidas.





Tejedora, Toconao.





Pequeños Medios de Generación

PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD)

Desde la perspectiva de la generación distribuida y al igual que en todos los procesos conocidos, el periodo 2021 fue un año complejo lleno de nuevos desafíos que impulsaron a la compañía a reformular su forma de trabajar de manera abrupta, al igual que su forma de relacionarse con clientes, proveedores y apoyos constructivos.

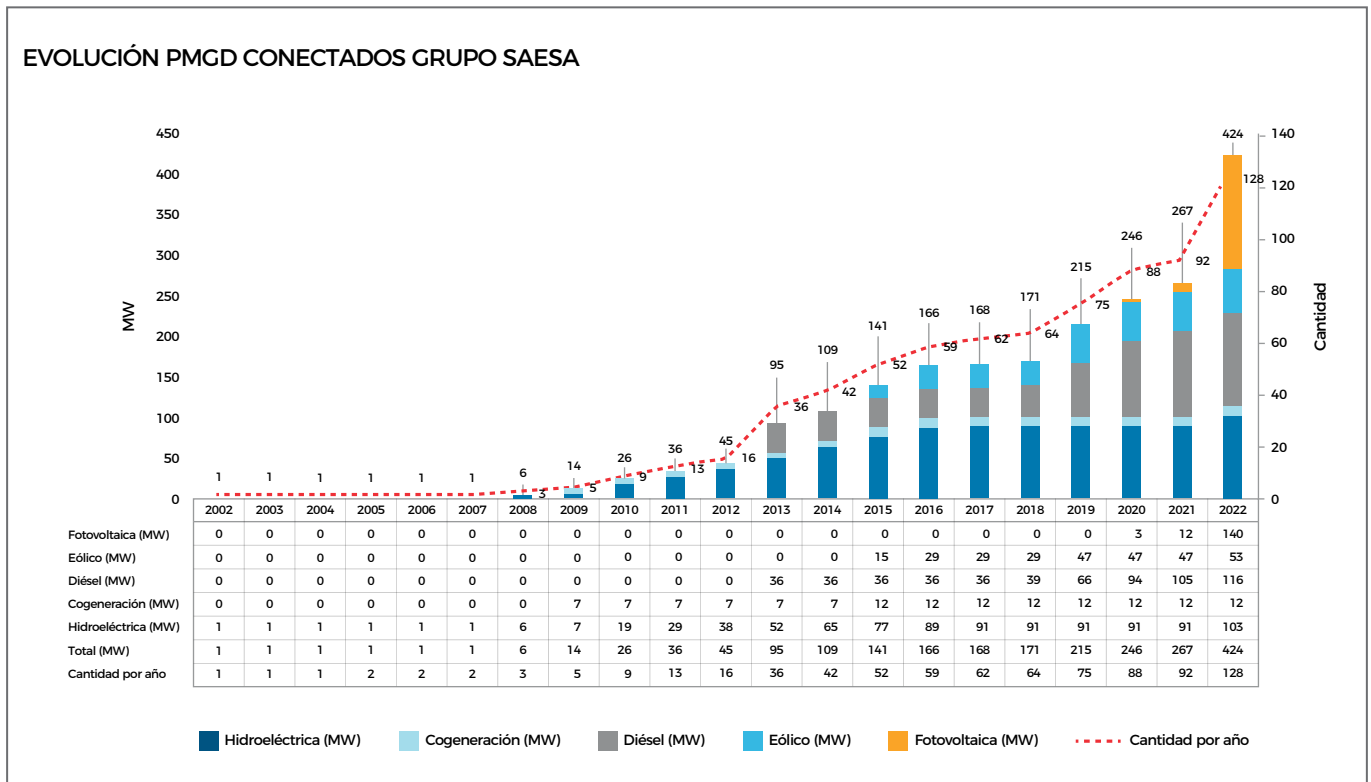
Históricamente se ha declarado un real compromiso con las energías renovables y la generación distribuida, siendo referentes activos en los cambios regulatorios de esta línea de negocio. En este sentido el año 2021 dejó grandes hitos entre los que se destacan:

1. La participación del Comité Consultivo que dirige el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), cuyo objetivo es discutir los puntos a modificar de la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) PMGD a partir de la publicación y entrada en vigencia del Decreto Supremo 88.
2. La adaptabilidad y transformación de los procesos internos a raíz de las entradas en vigencia de las nuevas normativas PMGD y EG (Decreto Supremo 88 y Decreto Supremo 57 respectivamente).
3. Como nunca antes en la historia, se lograron avances en la firma de contratos de Obras Adicionales con los generadores PMGD que logró la firma de 71 contratos, lo que genera la necesidad de administrar de manera eficiente y eficaz el cumplimiento de esos contratos.

A la fecha Grupo Saesa alcanza un total de 92 centrales conectadas en calidad de PMGD, de las cuales el 58,69% (54) corresponden a proyectos de energías renovables no convencionales, con una potencia total de 267 [MW]. A lo anterior, se debe adicionar 660 Equipamientos de Generación en calidad de Netbilling con una potencia de 4,8 [MW]. Para el año 2022 se espera concretar la conexión de 36 centrales, principalmente de fuentes renovables, 25 solares fotovoltaicas, 4 Hidroeléctricas, 2 Parques Eólicos y 5 centrales Diésel, lo que supone un desafío importante todos los que participan en el proceso de conexión de una central PMGD. En el Gráfico N°1 "Evolución PMGD conectados Grupo Saesa", se muestra toda la información histórica de los PMGD conectados según su tecnología y capacidad instalada.

Por otra parte, el año 2021, con el objetivo de mejorar la experiencia de los clientes y optimizar la gestión de los proyectos, se propuso y definió el diseño de una herramienta digital de gestión de proyectos PMGD, la cual se encuentra aprobada por el comité y se pondrá en marcha este 2022, la cual cuenta con reportabilidad, acceso a la información por parte de los clientes y trabajadores del Grupo Saesa, canales de información formales, entre otras características que mejorarán los tiempos de respuesta y comunicación con los desarrolladores de proyectos PMGD.

Gráfico !:



*Proyección de 2022 por proyectos ya aprobados durante el año 2021.

Se espera un gran crecimiento en conexión de PMGD para el año 2022 de proyectos fotovoltaicos aportando más de 40 MW en potencia.

Los proyectos PMGD que entraron en servicio durante el periodo 2021 fueron 4, aportando 23 [MW]. El siguiente cuadro describe brevemente cada una de estas centrales:

PROYECTOS PMGD	
CENTRAL	DESCRIPCIÓN
EL RINCÓN	La central diésel El Rincón de 2,4 [MW] ubicado en la comuna de Mulchén y conectada en la S/E Pícoltué, entró en operación el 28 de enero del 2021. Se conecta prácticamente en el mismo punto de la central mini hidro "El Atajo" puesta en servicio en noviembre del año 2020 y fue desarrollada por los mismos inversionistas.
SOL DE SANTA INÉS	El 24 de marzo del 2021 en la comuna de Los Ángeles se puso en servicio el PMGD Fotovoltaico "Sol de Santa Inés" de 2,6 [MW], reemplazando ese día el hito marcado por la central "El Resplandor" como la más austral de América.
LAS QUEMAS	En junio del 2021 en la ciudad de Osorno, entra en servicio la central PMGD Las Quemadas de 9 [MW]. Esta central diésel tiene la singularidad de ser el PMGD diésel más grande de nuestras redes, tomando la potencia máxima permitida para este tipo de centrales. Como dato adicional, la central debió ingresar al proceso de Calificación de Impacto Ambiental, obteniendo resolución favorable del SEA en enero del 2021.
EL CORTIJO	En septiembre del 2021, la central Fotovoltaica "El Cortijo" de 9 [MW] fue puesta en servicio en la comuna de Cabrero. Esta central entro en operación de manera anticipada y limitada a 7 [MW] por encontrar aun sus Obras Adicionales en ejecución. Esto fue posible producto de acuerdos entre Frontel y el PMGD, apelando en parte al decreto 51 de "medidas preventivas por racionamiento eléctrico", de esta manera se marca un hito de flexibilidad por parte del Grupo Saesa, demostrando el compromiso con las energías renovables. Se estima que en marzo del 2022 la central pueda inyectar su potencia total, luego de finalizar las Obras Adicionales en distribución.

PMGD

NOMBRE	POTENCIA (MW)	EMPRESA	ALIMENTADOR	REGIÓN	COMUNA	TECNOLOGÍA	FECHA PES
Pehui	1	SAESA	Chiscailhue	De Los Ríos	Río Bueno	Hidroeléctrica	2005
Manzano	4,7	FRONTEL	Las Hortensias	De La Araucanía	Melipeuco	Hidroeléctrica	2008
Orafti	7	FRONTEL	Cabrero-Bulnes	De Ñuble	Pemuco	Biomasa	2009
Truful Truful	0,83	FRONTEL	Las Hortensias	De La Araucanía	Melipeuco	Hidroeléctrica	2009
Trueno	5,6	FRONTEL	Lautaro	De La Araucanía	Lautaro	Hidroeléctrica	2010
Los Corrales	0,84	SAESA	Chiscailhue	De Los Ríos	Río Bueno	Hidroeléctrica	2010
Doña Hilda	0,4	SAESA	Pichirropulli-Futroneo	De Los Ríos	Lago Ranco	Hidroeléctrica	2010
Dongo	6	SAESA	Chonchi Centro	De Los Lagos	Chonchi	Hidroeléctrica	2010
Donguil	0,24	FRONTEL	Quitratúe	De La Araucanía	Gorbea	Hidroeléctrica	2011
Reca	1,65	SAESA	Pullinque	De Los Ríos	Panguipulli	Hidroeléctrica	2011
Muchi	0,8	SAESA	Pichirropulli-Futroneo	De Los Ríos	Lago Ranco	Hidroeléctrica	2011
La Arena	6,7	SAESA	Antihual	De Los Lagos	Puerto Montt	Hidroeléctrica	2011
Allipén	2,6	FRONTEL	Pitrufrúen-Freire	De La Araucanía	Cunco	Hidroeléctrica	2012
Canelo	6	FRONTEL	Las Hortensias	De La Araucanía	Melipeuco	Hidroeléctrica	2012
Los Corrales II	1,03	SAESA	Chiscailhue	De Los Ríos	Río Bueno	Hidroeléctrica	2013
El Arrayán	0,15	SAESA	Chiscailhue	De Los Ríos	Río Bueno	Hidroeléctrica	2013
Maisan	0,56	FRONTEL	Pitrufrúen-Toltén	De La Araucanía	Pitrufrúen	Hidroeléctrica	2013
Quillaileo	0,83	FRONTEL	Quilaco	Del Bío Bío	Santa Bárbara	Hidroeléctrica	2014
Los Colonos	0,7	LUZ OSORNO	Los Puentes	De Los Lagos	Puerto Octay	Hidroeléctrica	2014
Pichilonco	1,2	SAESA	Futahuente	De Los Ríos	Lago Ranco	Hidroeléctrica	2014
Collil	7	SAESA	Chonchi Rural	De Los Lagos	Chonchi	Hidroeléctrica	2014
María Elena	0,3	LUZ OSORNO	Lago Ranco	De Los Lagos	Puyehue	Hidroeléctrica	2014
Las Flores	2,1	SAESA	Pichirropulli-Futroneo	De Los Ríos	Futroneo	Hidroeléctrica	2015
Bureo	2,3	FRONTEL	Negrete-Mulchén	Del Bío Bío	Mulchén	Hidroeléctrica	2015
Rakí	9	FRONTEL	Tres Pinos-Los Álamos	Del Bío Bío	Lebu	Eólico	2015
Munilque 1	0,6	FRONTEL	Negrete-Mulchén	Del Bío Bío	Mulchén	Hidroeléctrica	2015
Munilque 2	0,6	FRONTEL	Negrete-Mulchén	Del Bío Bío	Mulchén	Hidroeléctrica	2015
El Mirador	3	FRONTEL	Alto Bío Bío	Del Bío Bío	Alto Bío Bío	Hidroeléctrica	2015
Huajache	6	FRONTEL	Tres Pinos-Los Álamos	Del Bío Bío	Lebu	Eólico	2015
Mulchén	3	FRONTEL	Picoltué-Mulchén	Del Bío Bío	Mulchén	Hidroeléctrica	2015
Panguipulli	0,35	SAESA	Pullinque	De Los Ríos	Panguipulli	Hidroeléctrica	2015
Chufquén	2,4	FRONTEL	Traiguén Ciudad	De La Araucanía	Traiguén	Diésel	2013
Curacautín	3,2	FRONTEL	Curacautín-Lonquimay	De La Araucanía	Curacautín	Diésel	2013
Lonquimay	1,6	FRONTEL	Curacautín-Lonquimay	De La Araucanía	Lonquimay	Diésel	2013
Cañete	4,8	FRONTEL	Cañete	Del Bío Bío	Cañete	Diésel	2013
Curanilahue	4,3	FRONTEL	Curanilahue	Del Bío Bío	Curanilahue	Diésel	2013
Lebu	3,2	FRONTEL	La Fortuna	Del Bío Bío	Lebu	Diésel	2013
Los Álamos	0,8	FRONTEL	Tres Pinos-Los Álamos	Del Bío Bío	Los Álamos	Diésel	2013
Tirúa	0,8	FRONTEL	Tirúa	Del Bío Bío	Tirúa	Diésel	2013
Los Sauces	3	FRONTEL	Angol-Los Sauces	De La Araucanía	Los Sauces	Diésel	2013
Mex II	1,6	SAESA	Cayenel	De Los Lagos	Osorno	Diésel	2013
Mex I	0,8	SAESA	Cayenel	De Los Lagos	Osorno	Diésel	2013
LP Panguipulli	3	SAESA	Malalhue	De Los Ríos	Panguipulli	Diésel	2013

NOMBRE	POTENCIA (MW)	EMPRESA	ALIMENTADOR	REGIÓN	COMUNA	TECNOLOGÍA	FECHA PES
LP Lautaro	3	FRONTEL	Lautaro	De La Araucanía	Lautaro	Diésel	2013
Chanleufu	3,4	LUZ OSORNO	Lago Ranco	De Los lagos	Puyehue	Hidroeléctrica	2016
Las Peñas	8,4	FRONTEL	Carampangue-Arauco	Del Bío Bío	Arauco	Eólico	2016
El Agrío	2,5	FRONTEL	Curacautín-Longuimay	De La Araucanía	Curacautín	Hidroeléctrica	2016
Colorado	2	SAESA	Pelluco	De Los Lagos	Puerto Montt	Hidroeléctrica	2016
El Rey (S)	0,8	SAESA	Corral	De Los Ríos	Corral	Diésel	2016
Tranquil	3	SAESA	Coñarípe-Liquiñe	De Los Ríos	Panguipulli	Hidroeléctrica	2016
Lebu III	5,25	FRONTEL	Santa Rosa-Lebu	Del Bío Bío	Lebu	Eólico	2016
Piutel	0,56	SAESA	Panguipulli	De Los Ríos	Panguipulli	Hidroeléctrica	2016
Hidroriñinahue	1	SAESA	Futahuente	De Los Ríos	Lago Ranco	Hidroeléctrica	2017
MCH La Viña-Alto La Viña	0,55	FRONTEL	Picoltué-Mulchén	Del Bío Bío	Mulchén	Hidroeléctrica	2017
MCH La Bifurcada	0,24	FRONTEL	Picoltué-Mulchén	Del Bío Bío	Mulchén	Hidroeléctrica	2017
El Brinco	0,2	FRONTEL	Picoltué-Mulchén	Del Bío Bío	Mulchén	Hidroeléctrica	2018
Almendrado	3	SAESA	Chonchi-Notuco	De Los Lagos	Conchi	Diésel	2018
Arrebol	9	FRONTEL	La Fortuna	Del Bío Bío	Lebu	Eólico	2019
Diésel Yumbel	2,9	FRONTEL	Cabrero-Yumbel	Del Bío Bío	Yumbel	Diésel	2019
Diésel Picoltué	2,9	FRONTEL	Picoltué-Mulchén	Del Bío Bío	Mulchén	Diésel	2019
Diésel Los Sauces	2,9	FRONTEL	Los Sauces-Lumaco	De La Araucanía	Los Sauces	Diésel	2019
El Nogal	9	FRONTEL	Negrete-Mulchén	Del Bío Bío	Mulchén	Eólico	2019
Gami	2,88	SAESA	Germán Hube	De Los Lagos	Osorno	Diésel	2019
Río Azul	3	SAESA	Panitao	De Los Lagos	Puerto Montt	Diésel	2019
Calfuco	3	SAESA	Panitao	De Los Lagos	Puerto Montt	Diésel	2019
Ciruelillo	3	SAESA	Chacao	De Los Lagos	Ancud	Diésel	2019
Calafate	3	SAESA	Pelluco	De Los Lagos	Puerto Montt	Diésel	2019
El Alerce	3	SAESA	Pelluco	De Los Lagos	Puerto Montt	Diésel	2019
Los Aromos (Los Sauces 3)	3	FRONTEL	Los Sauces-Lumaco	De La Araucanía	Los Sauces	Diésel	2020
Los Boldos (Pinos)	3	FRONTEL	Picoltué-Santa Bárbara	Del Bío Bío	Mulchén	Diésel	2020
El Resplandor (Cabrero II)	2,9	FRONTEL	Cabrero-Bulnes	Del Bío Bío	Cabrero	Fotovoltaica	2020
Hidroriñinahue 3	1	SAESA	Futahuente	De Los Ríos	Lago Ranco	Hidroeléctrica	2020
Deuco II	2,88	FRONTEL	Campo de Marte	De La Araucanía	Angol	Diésel	2020
Bluegate	3	SAESA	Panitao	De Los Lagos	Puerto Montt	Diésel	2020
PRP Chifin	2,99	SAESA	Chifin	De Los Lagos	Río Negro	Diésel	2020
PRP Los Tambores II	2,99	SAESA	Río Bueno	De Los Ríos	Río Bueno	Diésel	2020
PRP Los Negros	2,99	LUZ OSORNO	Los Negros	De Los Lagos	Osorno	Diésel	2020
PRP Campesina	2,99	SAESA	Aldea Campesina	De Los Lagos	La Unión	Diésel	2020
El Atajo	1,2	FRONTEL	Picoltué-Mulchén	De La Araucanía	Mulchén	Hidroeléctrica	2020
Chilco	0,2	SAESA	Pichiripulli-Futroño	De Los Ríos	Lago Ranco	Hidroeléctrica	2020
PRP Rapaco	2,99	SAESA	Rapaco	De Los Ríos	La Unión	Diésel	2020
Diésel Quitralmán	2,4	FRONTEL	Picoltué-Mulchén	Del Bío Bío	Mulchén	Diésel	2021
Sanbar F II	2,6	FRONTEL	Las Delicias	Del Bío Bío	Los Ángeles	Fotovoltaica	2021
Las Quemadas	9	SAESA	Con Con	De Los Lagos	Osorno	Diésel	2021
El Cortijo III	9	FRONTEL	Cabrero-Salto del Laja	Del Bío Bío	Cabrero	Fotovoltaica	2021

HECHOS RELEVANTES

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

1. Mediante Junta Extraordinaria de Accionistas celebradas con fecha 29 de marzo de 2021, los accionistas de las sociedades filiales Saesa Transmisión S.A., Sistemas de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A., acordaron la fusión por incorporación de las 2 últimas en Saesa Transmisión S.A. En virtud de la fusión, Saesa Transmisión S.A., como entidad absorbente, incorporaría tanto a Sistemas de Transmisión del Sur S.A. como a Frontel Transmisión S.A., las que se disolverían sin necesidad de efectuar su liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones.

La efectividad de la fusión antes indicada quedó sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas, incluyendo la inscripción de Saesa Transmisión S.A. en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero.

2. Mediante Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril 2021, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como integrantes del mismo a los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Walker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Christopher Powell y Jonathan Reay.

Asimismo, en la mencionada Junta Ordinaria de Accionistas se acordó el pago de un dividendo de \$534,620837765500 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020. Se acordó que el dividendo se pague en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlo ascendió a 79.753.772, lo que significa un pago

total de \$42.541.796.651.

3. En Sesión de Directorio, celebrada con fecha 12 de mayo de 2021, el Directorio de la Sociedad designó al director señor Iván Díaz-Molina en calidad de Presidente del Directorio y de la Sociedad y al director señor Jorge Lesser García-Huidobro en calidad de Vicepresidente.

4. El 9 de julio de 2021, Sociedad de Transmisión Austral, filial de la Sociedad, adquirió la totalidad de las acciones en que está dividido el capital de la sociedad Tolchén Transmisión SpA. El monto total de la operación ascendió a la suma de 35.926.830 dólares de los Estados Unidos de América, el cual se distribuye entre el pago de las acciones emitidas por Tolchén Transmisión SpA de determinadas deudas que esta mantenía con Acciona Energía Chile S.A.

5. En el contexto de las nuevas exigencias legales impuestas por la Ley N°21.194, la cual estableció que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben tener como giro exclusivo la distribución de energía eléctrica, mediante juntas extraordinarias de accionistas celebradas con fecha 30 de septiembre de 2021, los accionistas de las filiales Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel) y Empresa Eléctrica de Aisén S.A. aprobaron ciertas operaciones con partes relacionadas destinadas a enajenar ciertos activos inmobiliarios, equipos e inventario a sociedades relacionadas del grupo.

6. El 19 de noviembre de 2021, los apoderados de Saesa Transmisión



Durante diciembre de 2021 se concretó la fusión por absorción de Frontel Transmisión S.A. y Sistemas de Transmisión del Sur S.A. por parte de Saesa Transmisión S.A.

S.A., Sistemas de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A. otorgaron una misma y única escritura pública declarativa, en virtud de la cual se dejó constancia del cumplimiento de todas y cada una de las condiciones suspensivas a las que se encontraba sujeta la efectividad de la fusión entre éstas. Entre las condiciones suspensivas de la efectividad de la fusión se encontraba la inscripción de Saesa Transmisión S.A. en el Registro de Valores que lleva la Comisión para el Mercado Financiero, la que consta certificado número 446, emitido con fecha 17 de noviembre 2021.

7. De conformidad con lo acordado en las respectivas juntas de fusión, el 1 de diciembre de 2021 surtió sus efectos la fusión de Sistemas de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A. en Saesa Transmisión S.A., adquiriendo Saesa Transmisión S.A. todos los activos y pasivos de Sistemas de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A., y sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones, incluyendo los bonos emitidos por Sistemas de Transmisión del Sur S.A. con anterioridad a dicha fecha. Asimismo, en dicha fecha se incorporaron a Saesa Transmisión S.A. la totalidad de los accionistas y patrimonio de Sistemas de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A., las que, como consecuencia de lo anterior, se disolvieron de pleno derecho, sin necesidad de efectuarse su liquidación.

En esta misma fecha, y conjuntamente con la fusión, surtió efectos la modificación de estatutos sociales de Saesa Transmisión S.A. aprobada en la junta extraordinaria

respectiva, consistente en el cambio de nombre de Saesa Transmisión S.A. a "Sistemas de Transmisión del Sur S.A.", pudiendo utilizar el nombre de fantasía "STS" para fines de publicidad o propaganda.

8. En Junta Extraordinaria de Accionistas de la filial Sociedad de Transmisión Austral S.A., celebrada con fecha 20 de diciembre de 2021, se acordó, entre otras materias, un aumento de capital social por la cantidad de \$106.292.018.960, mediante la emisión de 20.343.540.014.041 nuevas acciones Serie B nominativas, sin valor nominal. Dichas acciones debían pagarse en dinero efectivo o mediante el aporte en propiedad de acciones de la sociedad Sistema de Transmisión del Sur S.A.

9. Con fecha 28 de diciembre de 2021, la Sociedad concurrió al aumento de capital de Sociedad de Transmisión Austral S.A., suscribiendo 29.330.549.384.033 nuevas acciones de pago Serie B nominativas, a un precio de \$106.224.144.820 o \$0,005225 por acción, el que fue pagado en el mismo acto por la Sociedad, mediante el aporte en dominio, cesión y transferencia a Sociedad de Transmisión Austral S.A. de la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Sistemas de Transmisión del Sur S.A., que corresponden a las siguientes: (i) 416.201.830 acciones Serie A emitidas por Sistema de Transmisión del Sur S.A. de propiedad de la Sociedad; y (ii) 10.078.001.466.896 acciones Serie B emitidas por Sistema de Transmisión del Sur S.A. de propiedad de la Sociedad.





Gestión Financiera

UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE

La sociedad no aplica ajustes al ítem "Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora" del Estado de Resultados Integrales. Por lo tanto, se toman como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducen los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al resultado del año. Los ajustes de la primera adopción a IFRS, no forman parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

Esta política de cálculo de la utilidad líquida distribuible es aplicable a partir del año 2010, tras acuerdo en sesión de directorio de fecha 7 de octubre de 2010 y conforme a lo estipulado en la Circular N° 1.945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la ex Superintendencia de Valores y Seguros, hoy Comisión para el Mercado Financiero.

En razón a lo anterior la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2021 quedó determinada por los siguientes montos:

UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE	
UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE	M\$
Ganacia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	59.809.370
Ganancias acumuladas	100.785.693
Provisión dividendo mínimo	(17.942.811)
Dividendos distribuidos y reverso provisión	-
UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE EJERCICIO 2021	142.652.252

DIVIDENDOS

Los dividendos pagados por la sociedad en los últimos años son los siguientes:

DETALLE DIVIDENDOS			
DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Provisorio N°3	09-06-2014	26,16367705	2014
Final N°10	23-06-2015	125,7315129	2014
Final N°11	23-06-2016	63,27341829	2015
Final N°12	23-06-2017	186,5306151	2016
Final N°13	20-06-2018	178,9552712	2017
Final N°14	24-05-2019	331,4445385	2018
Final N°15	30-05-2020	413,8615318	2019
Final N°16	28-05-2021	534,6208377655	2020

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N°17 de \$638,878,409,74 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021. Este dividendo representa un 85% de la utilidad y significa un pago total de M\$50.837.965.-

Para los próximos años se espera repartir dividendos equivalentes al 30% de la utilidad.

CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2021 ascendía a M\$385.906.755 distribuido en 79.573.772 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales, en específico la cuenta de ganancias acumuladas al 31 de diciembre de 2021 se vería reducida en M\$ 32.895.154.-



Caldera, Norte Chico.

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

DIRECTORIO

En conformidad a lo dispuesto en la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad. Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Jonathan Reay, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Christopher Powell y Ashley Munroe han renunciado a la

remuneración que les correspondía por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas y sus filiales. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

	AÑO 2021						TOTAL	AÑO 2020
	ELÉCTRICAS	SAESA Y FILIALES	FRONTEL	STS	SGA	SAGESA		
Iván Díaz-Molina	1.785	33.206	32.008	1.790	1.775	1.784	72.348	59.904
Jorge Lesser García-Huidobro	1.784	33.187	29.472	1.790	1.775	1.784	69.792	59.904
TOTAL	3.569	66.393	50.736	3.580	3.550	3.056	144.161	119.808

Durante el año 2021, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En el año 2021 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros. Los Directores no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la sociedad matriz y sus filiales.

EJECUTIVOS PRINCIPALES

La compañía no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella. Sin embargo, sus filiales tienen establecido para sus ejecutivos un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas, pagándose un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo en el primer trimestre del año siguiente.

Los ejecutivos principales no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la sociedad matriz y sus filiales.

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por el Comité Ejecutivo de la sociedad matriz y sus filiales durante el ejercicio 2021:

REMUNERACIONES COMITÉ EJECUTIVO

MM\$	2021	2020
REMUNERACIONES FIJAS	4.959	4.905
INCENTIVOS VARIABLES	2.421	2.166
TOTAL	7.380	7.071

En el año 2021 el monto de indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la sociedad y sus filiales fue de MM\$450. Durante el año 2020 no existieron indemnizaciones por años de servicio.

DOTACIÓN PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2021, la sociedad y sus filiales cuentan con la siguiente dotación de personal:

DOTACIÓN DE PERSONAL								
	SAESA Y FILIALES	FRONTEL	STA Y FILIALES	SAGESA	SCA	SAESA INNOVA	SAESA GESTIÓN Y LOGÍSTICA	TOTAL
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	36	9	7	2	-	4	-	58
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	524	272	187	12	5	48	55	1.103
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	175	124	173	8	-	3	21	504
TOTAL	735	405	367	22	5	55	76	1.665

*No incluye directorio

INFORMACIÓN FINANCIERA

POLÍTICAS DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

La Sociedad y sus filiales continuarán su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidando su posición de distribuidoras, transmisora y generadora ya sea dentro o fuera de su zona de concesión, y la búsqueda de nuevas oportunidades que se presenten en el ámbito de los servicios públicos y la venta de productos y servicios asociados al negocio de distribución y transmisión eléctrica, así como negocios complementarios que están asociados al uso de la extensión de la red de contacto de clientes que tienen las empresas en el sur de Chile.

Las inversiones se desarrollan utilizando estrictos parámetros de decisión, tanto financieros como técnicos y estratégicos. El lineamiento básico que debe cumplir toda nueva inversión se relaciona con la claridad que exista en el marco legal en que se desarrollará.

Las fuentes de financiamiento se administran en concordancia con el plan financiero de largo plazo de la Sociedad, sus Filiales y Relacionadas. Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada, y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La política de reparto de dividendos para los próximos años será de por lo menos un 30%, con un adicional que se determinará de acuerdo con las restricciones de la Sociedad, para cumplir con sus obligaciones financieras y políticas operativas.

PROPIEDADES Y SEGUROS

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, la Sociedad y sus filiales poseen pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria. Las principales coberturas contratadas son de Responsabilidad Civil para las operaciones y daños físicos a terceros, y Todo Riesgo incluido perjuicio por paralización para bienes físicos como construcciones, centrales, subestaciones, contenido y existencias. Por lo general la vigencia de los seguros contratados es de al menos 12 meses.

Capítulo 3

Sector de la Industria

Actividades y Negocios

Marcas de la Compañía

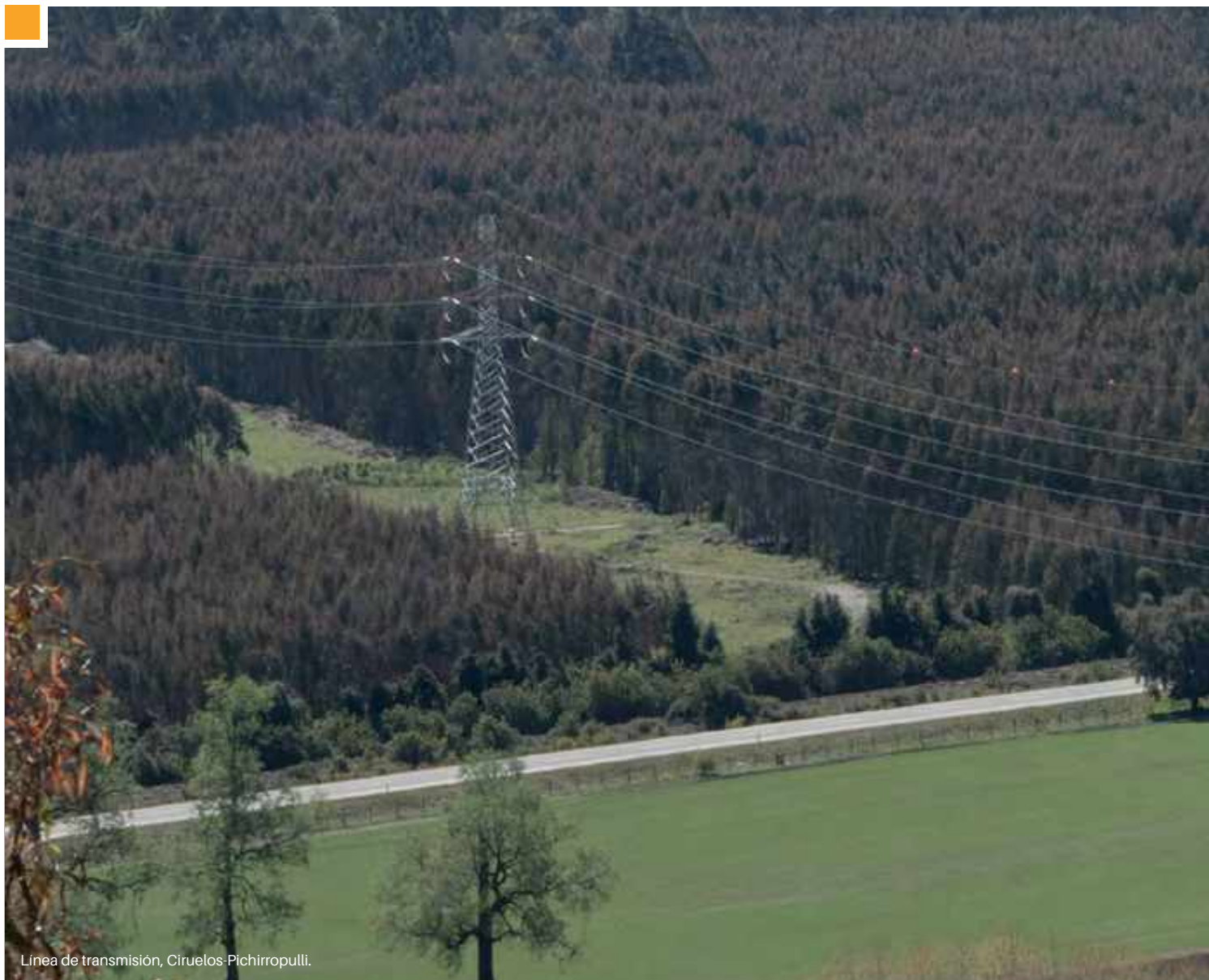
Zonas de Operación

Centros de Atención

Empresas Filiales

Declaración de Responsabilidad





Línea de transmisión, Ciruelos-Pichirropulli.

Sector de la Industria

REFERENTE EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA ZONA SUR DE CHILE

Las empresas de Grupo Saesa participan activamente en los negocios de distribución y transmisión eléctrica y, en menor medida, en el negocio de generación y comercialización. En virtud de lo anterior, el principal activo de la sociedad lo constituyen sus redes de distribución y transmisión.

A través de sus filiales Saesa, Frontel, Luz Osorno y Edelaysen, es el mayor distribuidor de energía eléctrica en la zona comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Capitán Prat (Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo).

En el año 2021 se registraron ventas por 3.986 GWh con un total de más de 946 mil clientes atendidos, es así como Grupo Saesa continúa posicionándose como uno de los mayores grupos de distribución de energía eléctrica del país, tanto a nivel de ventas como en número de clientes.

En el cuadro siguiente se presenta el detalle por cada una de sus respectivas empresas distribuidoras:

DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA			
	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	CLIENTES (miles)	VENTAS (CWh)
SAESA	Regiones de La Araucanía, Los Lagos y Los Ríos	483	2.503
FRONTEL	Regiones del Bío Bío, La Araucanía y Nuble	385	1.125
EDELAYSEN	Regiones de Los Lagos y Aysén	52	169
LUZ OSORNO	Regiones de Los Lagos y Los Ríos	26	189



REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sector eléctrico chileno contempla las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, las que son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen capacidad de decisión respecto de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo, por tanto, responsables de la calidad del servicio otorgado en cada segmento, según lo estipule el marco regulatorio del sector.

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador o CEN), con las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.



- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la Ley.

Desde noviembre de 2017 operan interconectados los 2 principales sistemas eléctricos de Chile, que en conjunto representan cerca del 99% de la generación eléctrica del país: el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; constituyéndose de esta manera el nuevo Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Adicionalmente, existen varios sistemas medianos (SSMM),



cuya capacidad instalada de generación es superior a los 1.500 kW e inferior a los 200 MW, que atienden en las regiones de Los Lagos, Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo, Magallanes y Antártica Chilena, y que son operados generalmente por empresas integradas verticalmente, siendo responsables de la generación, transporte y distribución de electricidad (entre ellas la filial Edelayesen y la filial Sagesa).

GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

En el SEN existen 3 mercados principales que se diferencian,

tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

a) Mercado mayorista: Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.

b) Mercado de Clientes Libres: Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 5 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por periodos de al menos 4 años.

c) Mercado de Clientes Regulados: Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias las que se establecen habitualmente por un periodo de 20 años. Los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales (transmisión nacional).

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del SEN, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es el Coordinador.

En cuanto a los Sistemas Medianos (SSMM), existen una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores, razón por la cual en estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio tarifario específico realizado cada 4 años.

En el caso de los SSMM de Aysén, Palena y General Carrera, ellos son operados por una misma empresa que administra tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente como es el caso de la filial Edelayesen) y que tiene la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. Diferente es el caso del sistema Cochamó, en el cual los activos de generación y transmisión son de propiedad de 2 empresas (Inverges y Sagesa) distintas a la empresa distribuidora que entrega el suministro al cliente final (Saesa). Por su parte, en el sistema Hornopirén los activos de generación y transmisión son de propiedad de 2 empresas distintas (Cuchildeo y Sagesa), distintas a la empresa distribuidora que entrega el suministro al cliente final (Saesa).

TRANSMISIÓN

A partir de la publicación de la Ley N°20.936 en el año 2016, los sistemas de transmisión se clasifican en 3 grupos: Transmisión Nacional, Zonal y Dedicada, todos de acceso abierto y los 2 primeros con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes y su uso para suministro destinado a clientes regulados implica un cálculo de tarifa regulada por parte de la autoridad.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales, que de acuerdo a la nueva Ley migrará en el tiempo para que sea toda de cargo de los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos.

TRANSMISIÓN

SISTEMA DE TRANSMISIÓN	COBRO DE PEAJE
NACIONAL	Cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. Hay un período transitorio en que el cobro se realiza en parte a los generadores. Peajes fijados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantenimiento y administración de las instalaciones existentes o a valores resultantes de procesos de licitación de obras nuevas u obras de ampliación.
ZONAL	Peajes fijados por la CNE cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantenimiento y administración de las instalaciones existentes o a valores resultantes de procesos de licitación de obras nuevas u obras de ampliación. Cobrado 100% a usuarios finales en base a retiros esperados.
DEDICADA	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios. Tarifa regulada por el uso de instalaciones para el suministro a clientes regulados.



Lineas de transmisión, Antofagasta.

DISTRIBUCIÓN

De acuerdo con la legislación, se considera distribución a toda la oferta de electricidad con un voltaje máximo de 23 kV.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

Todo cliente, tanto regulado como libre (este último sea o no de la distribuidora), debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

a) Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de la siguiente forma:

- **Precio de Nudo Promedio:** Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en enero y julio de cada año.
- **Pago de la Transmisión:** Corresponde al pago de los sistemas de transmisión nacional, zonal y dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios.
- **Cargo por Servicio Público:** Componente que financia el presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos y el estudio de franja.
- **Valor Agregado de Distribución (VAD):** Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución y los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente. Adicionalmente, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, éstas podrán considerar algunos de los

servicios asociados al suministro eléctrico, que hayan sido previamente objeto de fijación de precios, dentro del valor agregado de distribución.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares constructivos y operacionales que permitan el abastecimiento de la demanda de una empresa real, según sus características de distribución, categoría de clientes y otras restricciones que enfrenta en su zona de concesión la empresa real denominada "empresa de referencia". Producto de la ley N° 21.1949 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21 de diciembre 2019 se realizaron los siguientes cambios al proceso tarifario:

- Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.
- Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el próximo proceso se determinaron 6 áreas para las cooperativas.
- Bases técnicas del proceso de tarificación podrán ser observadas y discrepadas en el Panel de Expertos.
- Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por 4 representantes de las distribuidoras, 2 del Ministerio, 2 de CNE, dejando atrás la elaboración de 2 estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados 2/3 CNE y 1/3 empresas.
- Informe técnico CNE preliminar es observable y discrepable en el Panel de Expertos.
- Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% +4%, a una banda de -3% +2% de la tasa establecida. Realizado con la vida útil de la empresa modelo.
- Mayor participación ciudadana en todo el proceso.

El VAD, constituido por los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, se fijan cada 4 años, al igual que sus respectivas fórmulas de indexación.

b) Clientes Libres

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes de distribución a las que se

conecten, a través del pago de un peaje de distribución, que corresponde al VAD de cada empresa más las pérdidas tarifarias de energía y potencia. Las tarifas por este servicio son fijadas cada 4 años, y se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados (SSAA) al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público, entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por pago fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, y se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

d) Otros

- Ley N°21.185 del Ministerio de Energía

Publicada en el Diario Oficial con fecha 02 de noviembre 2019, crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 31 de diciembre 2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron ser producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda a cargo de las generadoras se espera que se saldará con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31 de diciembre 2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

- Ley N°21.194 del Ministerio de Energía

Publicada en el Diario Oficial el 20 de diciembre 2019, estabiliza los precios asociados al valor agregado de distribución a la fecha de su publicación. Los saldos resultantes serán corregidos sólo por IPC y se incluirán en la tarifa de VAD del periodo 2020-2024 y, eventualmente, en el periodo 2024-2028.

- Ley N°21.249 del Ministerio de Energía, con modificaciones posteriores.

Publicada en el Diario Oficial con fecha 08 de agosto 2020, dispone de manera excepcional diversas medidas en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, telecomunicaciones electricidad y gas de red, producto de la crisis sanitaria a raíz del COVID-19. Entre las medidas más relevantes se destacan las siguientes:

- No se podrá cortar el suministro por mora en el pago a un conjunto de usuarios residenciales o domiciliarios y otros que cumplan ciertos requisitos establecidos en dicha Ley.
- Las deudas contraídas con las empresas, que se generen entre el 18 de marzo de 2020 hasta el 31 de diciembre 2021, se prorratearán en 48 cuotas, y no podrán incorporar multas, intereses ni gastos asociados. En todo caso, los usuarios residenciales o domiciliarios que opten por este beneficio deberán cumplir además con otros requisitos exigidos en la misma Ley y que den cuenta de su imposibilidad de dar cumplimiento a las obligaciones de pago.
- Implementación de un procedimiento y plataformas de atención al cliente, por internet y telefonía, que permitan formular las solicitudes para acceder a los beneficios que establece la Ley.

- Una vez publicada la Ley y sin costo alguno para el usuario, la empresa deberá reponer el servicio de beneficiarios de esta Ley que hubiesen sido objeto de cortes o suspensiones de suministro o servicio, por mora en el pago de los servicios.

- Ley N°21.304 del Ministerio de Energía

Dictada por el Presidente de la República con fecha 31 de diciembre 2020 y publicado el 12 de enero 2021 en el Diario Oficial, sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes. Estableciendo la necesidad de asegurarles suministro continuo y el descuento del consumo de los equipos a los que se conecte de forma continua o transitoria y que requieren para compensar la pérdida de una función fundamental del cuerpo y sin la cual estarían en riesgo vital o de secuela funcional severa grave. Sin embargo, las disposiciones de esta Ley entrarán en vigencia una vez que se dicte el reglamento expedido por el Ministerio de Energía.





Actividades y Negocios

CONCESIONES

Para el desarrollo de sus actividades, las empresas de Grupo Saesa cuentan con concesiones de distribución de energía eléctrica, las que son otorgadas mediante Decreto Supremo del Ministerio de Energía, por orden del Presidente de la República.

La titularidad de concesiones de distribución da al concesionario el derecho a establecer, operar y explotar, dentro de la zona de concesión fijada en el decreto respectivo, instalaciones de distribución de energía eléctrica aéreas y subterráneas, y a prestar, a través de ellas, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales que se ubiquen dentro de la citada zona, o bien, a aquellos que, ubicados fuera de dicha zona, se conecten a las instalaciones del concesionario mediante líneas propias o de terceros. Para el tendido de sus líneas de distribución en la zona de concesión, las empresas tienen el derecho a utilizar y cruzar los bienes nacionales de uso público, así como a ocupar y hacer uso del suelo ajeno, mediante servidumbres voluntarias o la imposición de servidumbres legales. En este último caso, sobre el dueño del predio sirviente recae la obligación de no efectuar plantaciones, construcciones ni obras de otra naturaleza que perturben el libre ejercicio de la servidumbre constituida sobre sus terrenos, además de permitir la entrada de personal de la empresa concesionaria, para que efectúe trabajos de mantenimiento, reparación y otros, en las instalaciones de distribución emplazadas dentro de su propiedad.

Por otro lado, la concesión impone a su titular la obligación de dar servicio eléctrico a quien lo solicite dentro de su zona de concesión, bajo las condiciones establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento. La calidad del servicio eléctrico que debe prestar el concesionario corresponde a los estándares normales establecidos en la ley, su reglamento y normas técnicas

pertinentes, acorde con las tarifas que el concesionario tiene derecho a cobrar por este servicio, las que son fijadas cada 4 años por decreto del Ministerio de Energía, mediante fórmulas que representan el costo de los recursos utilizados por los usuarios a nivel de generación-transporte y distribución.

Las concesiones de que son titulares las empresas pertenecientes a Grupo Saesa, han sido otorgadas por la autoridad competente, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2021, las sociedades de Grupo Saesa tienen las siguientes superficies asociadas a sus zonas de concesión, conferidas mediante la cantidad de decretos de concesión que se indican:

CONCESIONES		
	SUPERFICIE (km ²)	CANTIDAD DE DECRETOS
SAESA	15.122	146
FRONTEL	24.715	132
EDELAYSEN	620	6
LUZ OSORNO	4.361	12
TOTAL	44.818	296



CRECIMIENTO SOSTENIDO DE LA DEMANDA

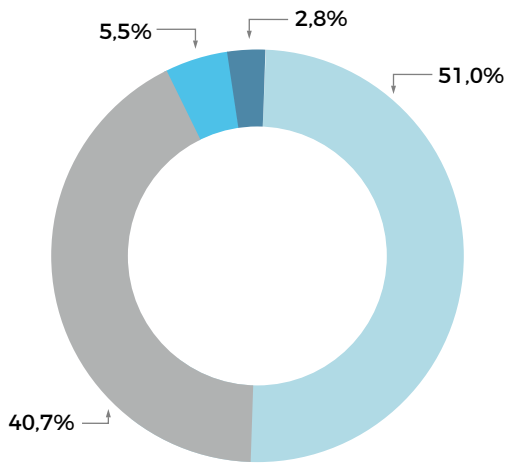
Las zonas de concesión en donde operan las empresas de Grupo Saesa presentan un gran dinamismo.

El desarrollo económico experimentado por la zona sur del país, impulsado principalmente por las industrias forestales y salmoneras, junto con el desarrollo urbano en la zona, se han visto reflejados en el crecimiento en las operaciones en los últimos años, tanto en ventas de electricidad como en número de clientes atendidos.

Desde hace 15 años atrás, las ventas de energía eléctrica crecieron a una tasa anual promedio de 3,55%, mientras que los clientes atendidos lo hicieron a una tasa de 2,85%. Lo anterior ha sido posible gracias al constante esfuerzo de suministrar energía eléctrica a todos los sectores de su zona de operación. Las ventas de energía eléctrica presentan una alta correlación con el crecimiento económico, la actividad industrial y comercial.

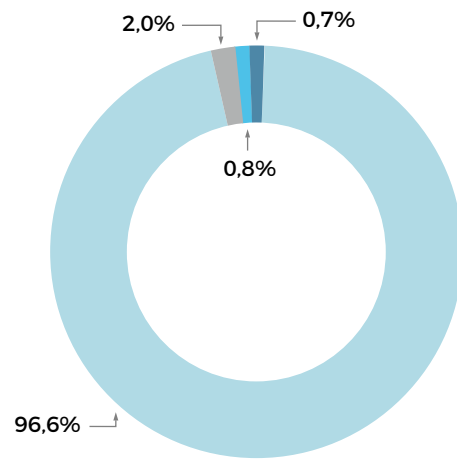
CLIENTES

SAESA FRONTTEL EDELAYSEN LUZ OSORNO



COMPOSICIÓN DE CLIENTES

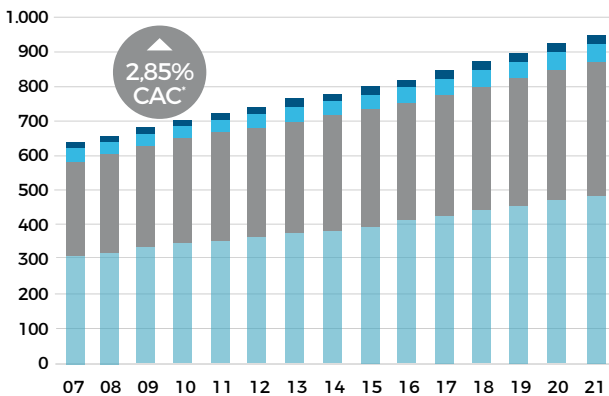
RESIDENCIAL COMERCIAL INDUSTRIAL OTROS



EVOLUCIÓN CLIENTES

(en miles)

SAESA FRONTTEL EDELAYSEN LUZ OSORNO

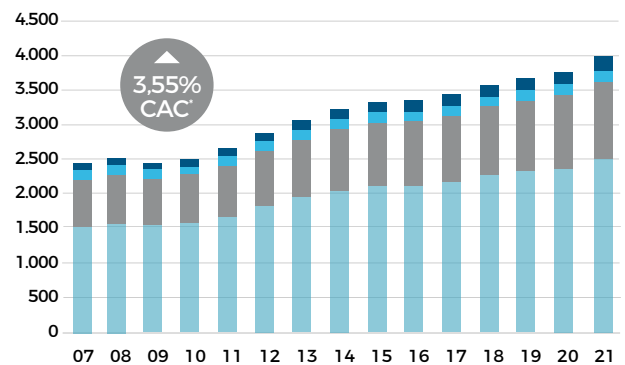


*Crecimiento anual compuesto

EVOLUCIÓN DE VENTAS

(en GWh)

SAESA FRONTTEL EDELAYSEN LUZ OSORNO



*Crecimiento anual compuesto

PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

Respecto de los principales proveedores, durante el ejercicio 2021, Engie, El Campesino y Enel constituyen el 50% del suministro distribuido (compras de energía y peaje de transmisión zonal).

Para el caso de las empresas distribuidoras de la compañía, ningún cliente concentra por sí solo al menos el 10% total de los ingresos de las empresas. Por otra parte, respecto de las filiales del grupo dedicadas a la generación eléctrica; Sagesa y Edelaysen, Copec constituye alrededor del 88% de la compra del petróleo.

En STS, empresa del grupo dedicada principalmente a la transmisión, un 45% de sus ingresos están concentrados en Saesa, 7% en Enel Generación y un 12% en CGE.

En el caso de las comercializadoras SGA, Saesa, Frontel y Luz Osorno, sus ingresos provienen de un grupo de aproximadamente 226 clientes libres, de los cuales, ninguno concentra más de un 10% del total de ingresos. Y en el caso de las compras de energía para éstas, Enel Generación constituye el 85%.

SATT, empresa de transmisión nacional y dedicada para llevar la energía de centrales de fuentes no convencionales (ERNC) a los centros de consumo distribuidos en el norte del país. Los principales clientes están asociados a las centrales María Elena y San Andrés, adicionalmente en 2021 se puso en servicio la S/E Kimal y S/E Toltén.

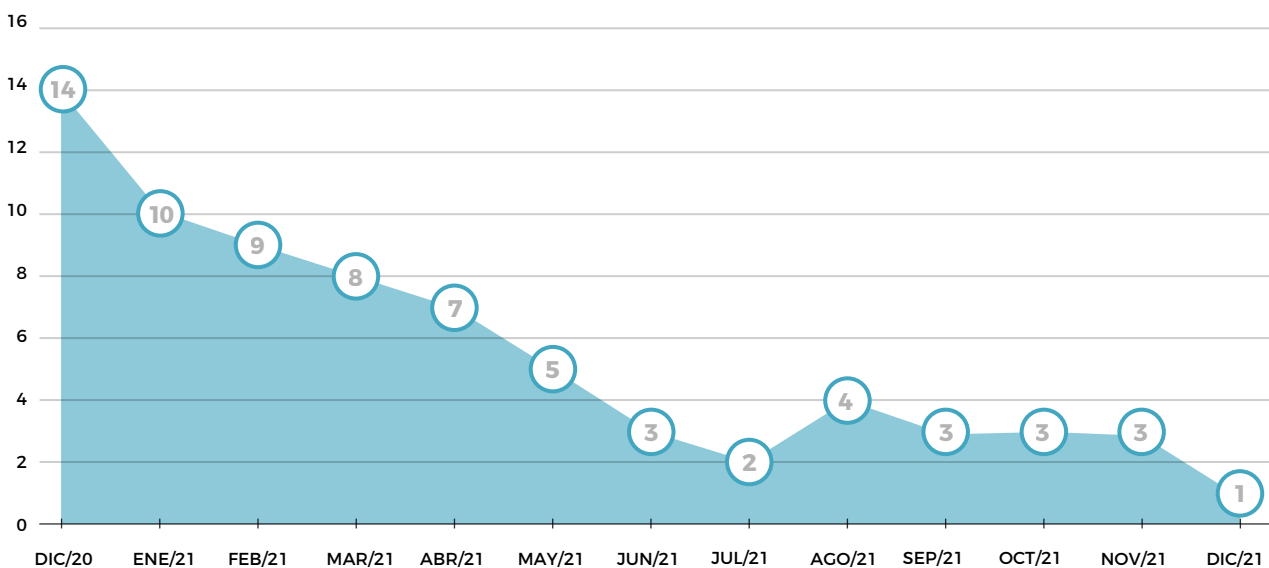
CALIDAD DEL SERVICIO

En el año 2021 la Calidad de Suministro se continúa midiendo de acuerdo a lo descrito en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente desde septiembre de 2018. Esto significa que la unidad de medición para los indicadores corresponde a SAIFI y SAIDI de pares empresa-comuna.

En el gráfico siguiente, correspondiente a Grupo Saesa, se observa el comportamiento de las comunas fuera de estándar para el 2021, Grupo Saesa cubre 129 pares empresa-comuna y que suman 945.000 clientes aproximadamente.

COMUNAS FUERA DE ESTANDAR 12 MESES MÓVILES GRUPO

COMUNAS FS 12 MESES

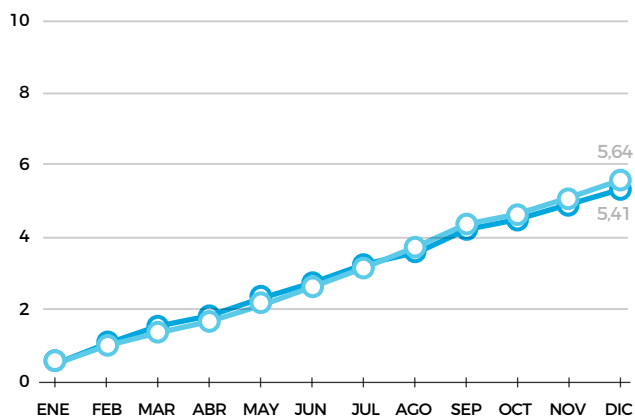


Comparativa 2020 vs 2021 de SAIFI y SAIDI a nivel de Grupo Saesa considerando la Distribución, es decir, interrupciones Internas + Fuerza Mayor y sin Desconexiones Programadas:

Aumento de SAIFI, de 5.41 a 5.64, es decir, un 4% de alza. Aumento de SAIDI, de 12.71 a 13.64, es decir, un 7% de alza.

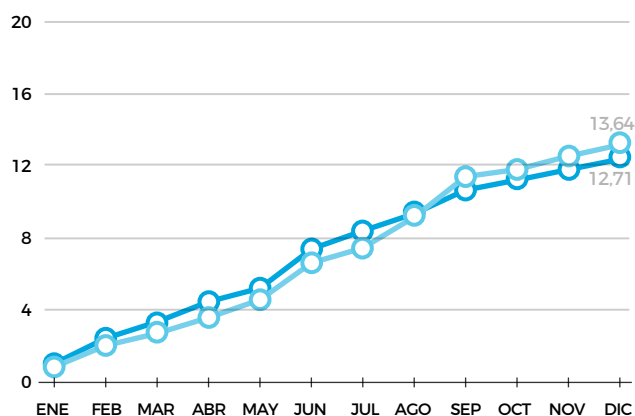
SAIFI GRUPO SAESA 2020 VS 2021 (cantidad)

SAIFI ACUMULADO 2020 SAIFI ACUMULADO 2021



SAIDI GRUPO SAESA 2020 VS 2021 (horas)

SAIDI ACUMULADO 2020 SAIDI ACUMULADO 2021



GENERACIÓN DE FLUJO

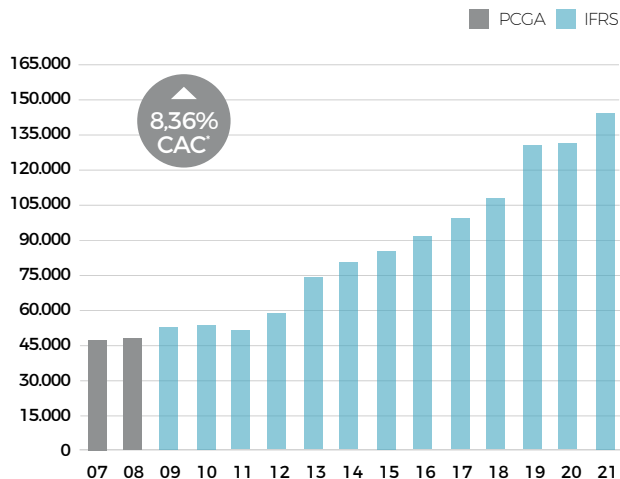
La sociedad y sus filiales mantienen un flujo altamente estable dada su participación en el rubro eléctrico, industria regulada. En el futuro se espera que la generación de caja siga siendo estable y creciente.

(1) EBITDA (PCGA): Resultado operacional + depreciación + amortización + ingresos no operacionales recurrente.

(2) EBITDA (IFRS): Ingresos de actividades ordinarias + otros ingresos por naturaleza - materias primas y consumibles utilizados - gasto por beneficio a los empleados - otros gastos por naturaleza.

*CAC: Crecimiento Anual Compuesto.

EVOLUCIÓN GENERACIÓN CONSOLIDADA DE FLUJOS (en MM\$)

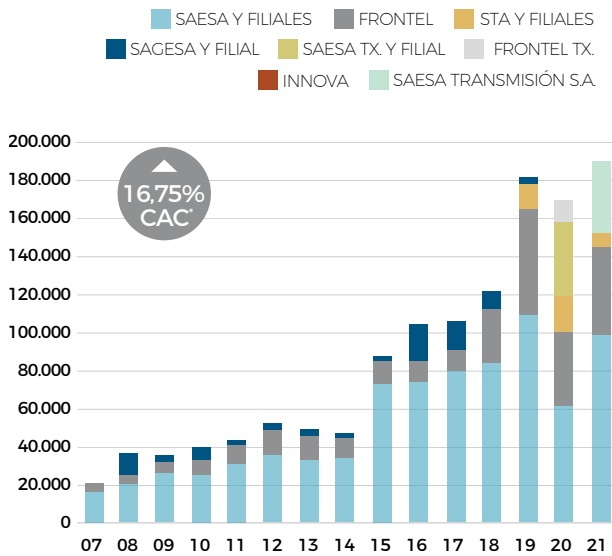


INVERSIONES

Grupo Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, participando en Distribución, Transmisión, Generación y otros, a través de sus filiales; Edelaysen, Frontel, Luz Osorno, Saesa, Sagesa, STS, STN, STC, SATT, Tolchén SpA y Cabo Leones.

INVERSIONES

(en MM\$)



*CAC: Crecimiento Anual Compuesto.

Nota: Al cierre del año 2021, Saesa Tx. y filial (STS) se fusionan junto a Frontel Tx. quedando un solo vehículo de transmisión denominado "STS", es por esto que el 2020 se aprecian estas empresas y el 2021 ya no aparecen gráficamente separadas si no dentro de STS.

El plan contempla, por una parte, "inversiones base", que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones bordea los MM\$ 80.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

Durante el 2021, se destaca la puesta en servicio de los proyectos, Ampliación S/E Kimal, S/E Río Toltén, Línea Remehue-La Misión, Línea Llollelhue-La Unión, S/E Llaima y S/E Puerto Montt, el propósito de los proyectos es poder satisfacer la demanda energética y asegurar la calidad de servicio de transmisión que se presenta en la zona, implicando una inversión aproximada de MM\$61.000

Adicionalmente, se destaca la adquisición de los activos de la empresa Tolchén y los nuevos proyectos en ejecución, como son las S/E Guardiamarina, La Ruca y La Señoraza.

La inversión total del año 2021 fue de \$ 190.036 millones, mayor en un 12,4% al año anterior 2020.



Laguna Chiguay, Carretera Austral.

PROPIEDADES E INSTALACIONES

Las filiales de la Sociedad son propietarias de las principales propiedades e instalaciones que se detallan a continuación:

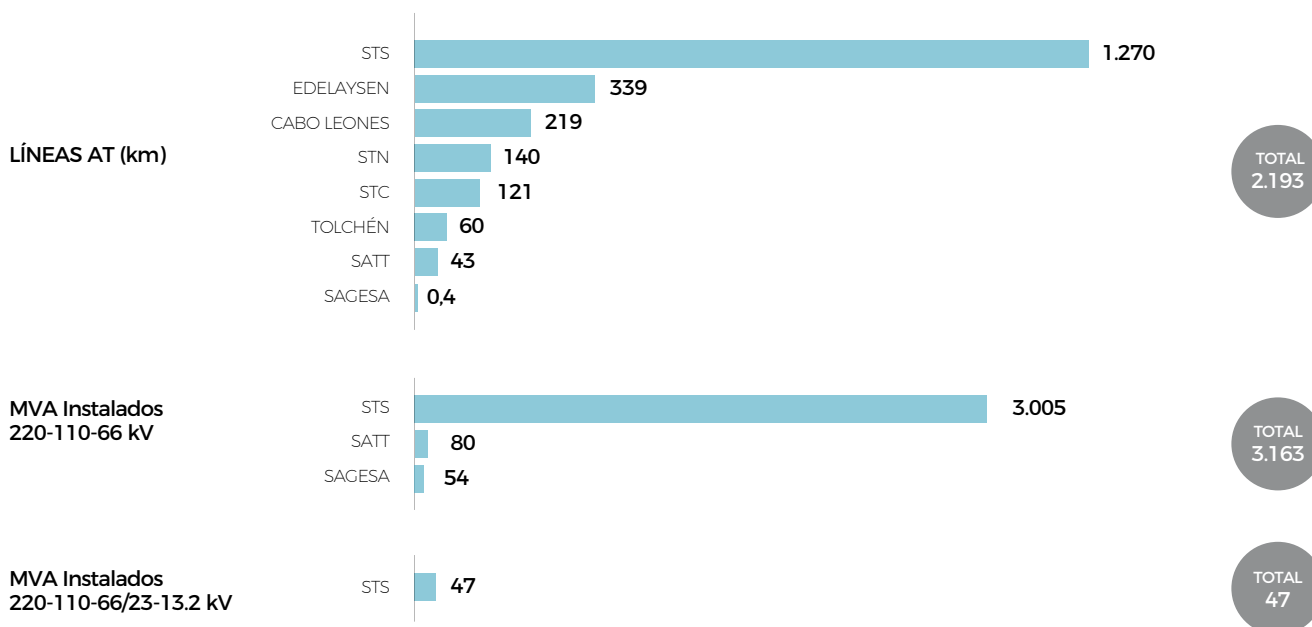
EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CARACTERÍSTICAS
SAESA	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores.	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé.	12.756 Líneas MT (km) 10.394 Líneas BT (km) 782 MVA (MT/BT)
FRONTEL	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores.	Localidades de las Provincias de Arauco, Concepción, Bio Bio, Ñuble, Cautín y Malleco.	17.752 Líneas MT (km) 14.486 Líneas BT (km) 455 MVA (MT/BT)
LUZ OSORNO	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores.	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente.	3.876 Líneas MT (km) 854 Líneas BT (km) 83 MVA (MT/BT)
STS	Subestación Melipulli Subestación Osorno Subestación Puerto Montt Subestación Negrete Subestación Pílauco Subestación Picarte Subestación Valdivia Subestación Cholguán Subestación La Unión Subestación Degan Subestación Barro Blanco Subestación Los Lagos Subestación Paranal Subestación Armazones Otras Subestaciones	Puerto Montt Osorno Puerto Montt Negrete Osorno Valdivia Valdivia Cholguán La Unión Cruce Dalcahue, Chiloé Osorno Los Lagos Paposo Paranal-Armazones Distintas localidades entre las provincias de Ñuble y Chiloé	240 MVA 90 MVA 60 MVA 66 MVA 120 MVA 60 MVA 120 MVA 50 MVA 42 MVA 40 MVA 50 MVA 16 MVA 30 MVA 10 MVA 2.064 MVA
EDELAYSEN	Central Tehuelche Central Lago Atravesado Central Chacabuco Central Hidroeléctrica Aysén Otras Centrales	Coyhaique Coyhaique Chacabuco Aysén Distintas localidades de la Región de Aysén	15,15 MW 10,5 MW 7,88 MW 6,2 MW 28,57 MW
SAGESA	Central Coronel Central Chuyaca Central Calle Calle Central Cañete Otras Centrales	Coronel Osorno Valdivia Cañete Distintas localidades entre las Provincias de Concepción y Chiloé	45,7 MW 15,8 MW 11,52 MW 4,4 MW 79,45 MW
STN	Subestación Kapatur	Atacama	800 MVA

TRANSMISIÓN

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión corresponden principalmente a transporte hacia las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones de Bío Bío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, además de prestación de

servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

CIFRAS OPERACIONALES



Adicionalmente las filiales de Transmisión del Grupo Saesa operan y mantienen instalaciones de terceros, que al cierre del año 2021 alcanzan los 84,6 km de líneas y una potencia de transformación de 24 MVA correspondientes a la clasificación 220-110-66 (AT/MT).

GENERACIÓN

La filial Edelaysen genera energía en las regiones de Los Lagos y Aysén y posee una central eólica de 2,46 MW, además de grupos de generadores diésel e hidráulicos.

La filial Sagesa, es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Posee una central gas/diésel de 45,70 MW y grupos de

generadores diésel con una potencia instalada total de 110,98 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la parte restante se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

SISTEMAS AISLADOS

Las empresas de Grupo Saesa han desarrollado proyectos de generación y distribución, orientados a satisfacer las exigencias de sectores aislados que no cuentan con una conexión al SEN y que requieren disponer de fuentes de electricidad las 24 horas al día para su desarrollo sustentable.

Actualmente, los sistemas aislados administrados por las filiales Saesa, Frontel y Edelayesen son los siguientes:

CIFRAS OPERACIONALES

	SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
SAESA	AYACARA	695	632
	ISLA TAC	80	111
	ISLA QUEHUI	230	336
	ISLA CAGUACH	82	142
	ISLA MEULÍN	137	113
	ISLA QUENAC	102	63
	ISLA LLINGUA	67	120
	ISLA ALAO	73	140
	ISLA CHAULINEC	96	87
	ISLA APIAO	129	124
	ISLA LAITEC	126	76
	ISLA CAILÍN 1		
	ISLA CAILÍN 2	92	158
	ISLA COLDITA	37	89
	ISLA MEULÍN	0,20	1
	ISLA ACUY	6,71	28
	ISLA LIN LIN	21	159
	ISLA TAUCOLÓN	2,3	17
	ISLA TEUQUELÍN	1,7	13
	ISLA CHAULLÍN	21	40
ISLA CHELÍN	42	108	
ISLA CHENIAO	6	83	
FRONTEL	SANTA MARÍA	1.203	628
EDELAYESEN	CISNES	3.556	1.357
	HUICHAS	811	488
	VILLA O'HIGGINS	985	375
	AMENGUAL-LA TAPERA	466	305
	TOTAL	9.068	5.793



Almacén, Chiloé.

Marcas de la Compañía

Grupo Saesa cuenta en la actualidad con 17 marcas, a través de las cuales desarrolla distintas actividades relacionadas con el negocio eléctrico a lo largo de su zona de operaciones.



grupo
SAESA



Frontel
GRUPO SAESA



SAESA
GRUPO SAESA



LUZ OSORNO
GRUPO SAESA



edelaysen
GRUPO SAESA



sta
GRUPO SAESA
Sistema de Transmisión Austral S.A.



sts
GRUPO SAESA



stn
GRUPO SAESA
Sistema de Transmisión del Norte



stc
GRUPO SAESA
Sistema de Transmisión del Centro



satt
GRUPO SAESA
Sociedad Austral de Transmisión Patagónica S.A.

L.T. CABO LEONES

Línea de *Transmisión*

Tolchén Transmisión



SGA
GRUPO SAESA



SAGE SA



más
cerca

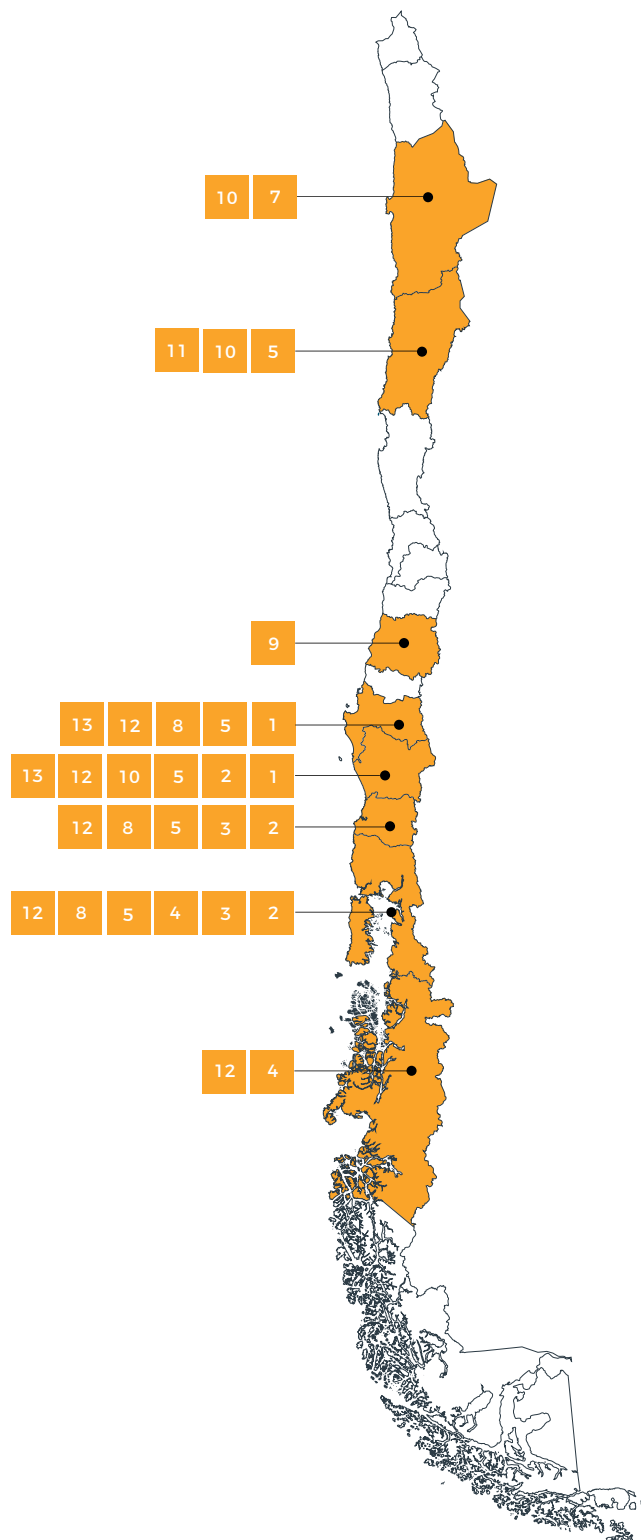
Saesa Innova

Saesa Gestión y Logística

Zonas de Operaciones y Presencia de la Empresa

La presencia del Grupo Saesa se extiende a través de 8 regiones del país. Si bien su operador se ha concentrado históricamente en la zona sur, a partir del 2014 la compañía ha extendido sus actividades hacia la zona centro y norte del país.

- 1 FRONTEL**
Zona de Operaciones: Regiones de Bío Bío y La Araucanía.
Clientes: 385 mil / Ventas: 1.125 GWh
- 2 SAESA**
Zona de Operaciones: Regiones de La Araucanía, Los Lagos y Los Ríos.
Clientes: 483 mil / Ventas: 2.503 GWh
- 3 LUZ OSORNO**
Zona de Operaciones: Regiones de Los Lagos y Los Ríos.
Clientes: 26 mil / Ventas: 189 GWh
- 4 EDELAYSEN**
Zona de Operaciones: Regiones de Los Lagos y Aysén.
Clientes: 52 mil / Ventas: 169 GWh
- 5 STS**
Zona de Operaciones: Regiones de Atacama, El Bío Bío, La Araucanía, Los Lagos y Los Ríos (incluye Paranal y Armazones).
Líneas: 220-110-66-23 kV / 1.269,7 km
- 6 SGA**
Actividad: Desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos propios y de terceros.
- 7 STN**
Zona de Operaciones: Región de Antofagasta (Kaparur).
Actividad: Proyectos de Transmisión.
- 8 SAGESA**
Zona de Operaciones: Regiones de Bío Bío, Los Lagos y Los Ríos (TG Coronel, Chuyaca y Calle Calle).
Actividad: Venta de energía mercado spot a través de SGA y empresas relacionadas.
- 9 STC**
Zona de Operaciones: Región de Ñuble.
Actividad: Proyectos de transmisión.
- 10 SATT S.A.**
Zona de Operaciones: Regiones de Antofagasta, Atacama y La Araucanía (María Elena, Kimal, Seccionadora San Andrés, S/E Río Toltén).
Actividad: Proyectos de transmisión.
- 11 L.T. CABO LEONES**
Zona de Operaciones: Región de Atacama (Maitencillo, Cabo Leones N1 y N2).
Actividad: Proyectos de transmisión.
- 12 MÁS CERCA**
Zona de Operaciones: Regiones de Bío Bío, La Araucanía, Los Lagos, Aysén y Los Ríos.
Actividad: Retail.
- 13 TOLCHÉN**
Zona de Operaciones: Regiones de Bío Bío y La Araucanía.
Actividad: Transmisión de energía eléctrica.



Centros de Atención

Grupo Saesa, a través de sus filiales, cuenta con presencia en 88 localidades a lo largo de cinco regiones de la zona sur.

FRONTEL

Localidad	Dirección	Localidad	Dirección
Angol	Julio Sepúlveda N° 358	Pto. Saavedra	Av. Ejército N° 1248
Antuco	O'Higgins N° 61	Purén	Gamboa N° 461
Arauco	Covadonga N° 160	Quilleco	Barros Arana N° 297
Bulnes	Anibal Pinto N° 560	Quillón	Diego Portales N° 161
Cabrero	Membrillar N° 55	San Ignacio	Manuel Rodríguez N° 549
Cañete	Villagrán N° 850	Santa Bárbara	Las Heras N° 160
Carahue	A. Ercilla N° 587	Santa Juana	Lautaro N° 350-A
Collipulli	Bulnes N° 228	Temuco	Andrés Bello N° 631
Concepción	Manuel Rodríguez N° 1161	Teodoro Schmidt	B. O'Higgins N° 385
Cunco	La Concepción N° 579	Tirúa	Arturo Prat N° 156
Curacautín	Manuel Rodríguez N° 656	Toltén	Holanda N° 405
Curanilahue	Av. O'Higgins N° 289	Traiguén	Saavedra N° 488
El Carmen	Esmeralda N° 415	Victoria	Pisagua N° 1070
Florida	Eleuterio Ramírez N° 546	Vilcún	Camilo Henríquez N° 180
Galvarino	Freire N° 376	Yumbel	P. de Valdivia N° 407-B
Gorbea	Andrés Bello N° 546	Yungay	Esmeralda N° 468
Huépil	Av. Ecuador N° 50		
Isla Santa María	Ignacio Carrera Pinto S/N		
Laja	Balmaceda N° 668		
Lautaro	José Miguel Carrera N° 217		
Lebu	J.J. Pérez N° 350		
Lonquimay	B. O'Higgins N° 1102		
Los Alamos	Luis Sáez Mora N° 440		
Lota	Carlos Cousiño N° 206		
Monte Aguila	Ahumada N° 251		
Mulchén	Gana N° 1095		
Nacimiento	San Martín N° 595		
Negrete	Emilio Serrano N° 3		
Nueva Imperial	B. O'Higgins N° 535		



SAESA / LUZ OSORNO

Localidad	Dirección
Achao	Progreso N° 33
Ancud	Pedro Montt N° 482
Calbuco	Arturo Prat N° 111
Castro	Eleuterio Ramírez N° 339
Corral	Miraflores N° 150
Entre Lagos	Manuel Rodríguez N° 31
Fresia	San Carlos N° 379
Frutillar	Carlos Richter N° 155
Futroneo	Balmaceda N° 880
Hornopirén	Diego Portales N° 51
La Unión	Serrano N° 760
Lago Ranco	Concepción N° 631
Lanco	Yungay N° 293
Licanray	Gabriela Mistral N° 398
Loncoche	Arturo Prat N° 268
Los Lagos	Patricio Lynch N° 138
Los Muermos	Balmaceda N° 202
Mauñín	Bernardo O'Higgins N° 196
Osorno	E. Ramírez N° 705
Paillaco	Camilo Henríquez N° 64
Panguipulli	Bernardo O'Higgins N° 462-A
Puerto Montt	Concepción N° 110
Puerto Octay	Germán Wulf N° 598
Puerto Varas	San Francisco N° 641
Purranque	21 de Mayo N° 148
Quellón	Ladrilleros N° 236
Rahue	Victoria N° 380 Local 6
Río Bueno	Comercio N° 296

Localidad	Dirección
Río Negro	Pedro Montt N° 687
Sn. José de la Mariquina	A. Carrillo N° 103
San Pablo	Paglieta N° 497
Valdivia	Yungay N° 630

EDELAYSEN

Localidad	Dirección
Chaitén	P. Aguirre Cerda 305
Chile Chico	Lautaro N° 191
Cochrane	Colonos N° 610
Coyhaique	Francisco Bilbao N° 412
Futaleufú	Manuel Rodríguez S/N
Islas Huichas	Poblador Caleta A. S/N
La Junta	1° Noviembre N° 148
Lago Verde	Cacique Blanco Km 1, N° 117-A
Mañihuales	Caupolicán N° 197
Palena	Bellavista N° 620
Pto. Aysén	Serrano Montaner N° 538
Puerto Cisnes	Juan José La Torre S/N
Villa O'Higgins	Río Los Nadis S/N



Ancud, Chiloé.



Empresas Filiales





SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 219.326.076

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A: 99,92%

Saesa es la principal compañía operativa del Grupo Saesa, su principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín, Región de La Araucanía, y Palena, Región de Los Lagos. En forma individual atiende aproximadamente a 483 mil clientes.

A través de su filial Edelayesen, empresa que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución, abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aysén.

Con fecha 11 de septiembre de 2014, Saesa junto con Alusa Ingeniería Limitada (actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron Sistema de Transmisión del Norte S.A., "STN", con una participación del 90% y 10% respectivamente. El giro principal de esta nueva filial de Saesa es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía.

Con fecha 15 de octubre de 2015, Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa) con un 99,9% y su filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) con un 0,1%, constituyeron Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A., "SATT", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica.

En los últimos 10 años, Saesa y sus filiales (Luz Osorno y Edelayesen), han presentado una tasa media de crecimiento en ventas de energía cercana al 3,99% (crecimiento anual compuesto en base a 10 años). Factor clave en este crecimiento ha sido el importante desarrollo que ha experimentado la industria salmonera y sectores afines, especialmente en las provincias de Llanquihue y Chiloé, así

como el sector forestal en la Provincia de Valdivia, además del sostenido crecimiento del consumo residencial.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos provenientes de la Licitación 2013-01, Licitación 2013-03, Licitación 2013-03/2do llamado, Licitación 2015-02 y Licitación 2015-01 que agrupa las empresas generadoras: Enel Generación, Pelumpen (Colbún), Caren, ERNC(PV Salvador), Norvind, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Engie, Santiago Solar, GM Holdings, Aela, Cerro Dominador, Rucatayo, Luz del Norte, Cabo Leones I, Cabo Leones II, Cabo Leones III, Grupo Mainstream, Grupo WPD, Acciona, María Elena Solar, Cox Energy y OPDE.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) continúa impulsando los procesos de licitación conjunta para suministrar la demanda regulada de distribuidoras pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Y a partir de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, se perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico, donde la CNE presenta un papel relevante en el diseño, coordinación y dirección de estos procesos de licitación.

En el corto plazo serán incorporados más empresas generadoras por adjudicación en la Licitación 2017-01 y Licitación 2021-01, que comienzan su suministro el año 2024 y el año 2026, respectivamente. Próximamente, se encuentra en proceso de publicación de sus Bases preliminares la Licitación 2022-01.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°2.288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por el actualmente



Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sin perjuicio de lo anterior, en el Decreto N°106 que corresponde al actual Reglamento de Licitaciones, se establece un mecanismo que permite el traspaso de excedentes entre empresas Distribuidoras. Esto significa que, si una empresa Distribuidora presenta holguras entre la energía adjudicada de los procesos de Licitación y la energía efectivamente demandada, puede traspasar esa energía a otra Distribuidora que se encuentre deficitaria en el sistema.

Con fecha 24 de junio 2020, Saesa acuerda la venta de su participación en las sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A., en cada una de las cuales mantenía un 50% de participación, a la sociedad Chilquinta Energía S.A.

Con fecha 21 de diciembre de 2020, la junta extraordinaria de accionistas de Saesa acordó la división de esta en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denomina Saesa Transmisión S.A, la que tuvo efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020. Esta división se enmarca dentro del proceso de implementación de los requerimientos de la Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo una obligación legal de giro exclusivo para las compañías de distribución de energía eléctrica.

Con fecha 01 de diciembre 2021, surtió sus efectos la fusión de Sistemas de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A. en Saesa Transmisión S.A., adquiriendo Saesa Transmisión S.A. todos los activos y pasivos de Sistemas de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A., y sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones.

Para satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas y entregar un servicio cada vez mejor. Saesa en forma individual realizó inversiones que ascendieron a MM\$46.014 durante el año 2021.

Saesa representa un 22,41% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña directa)

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

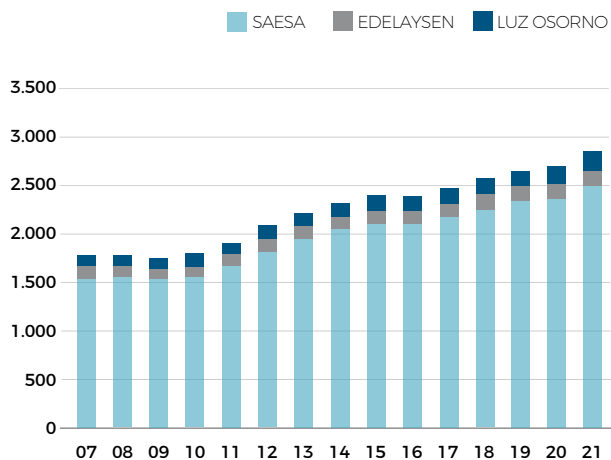
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están, la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos vigentes.



VENTAS DE ENERGÍA

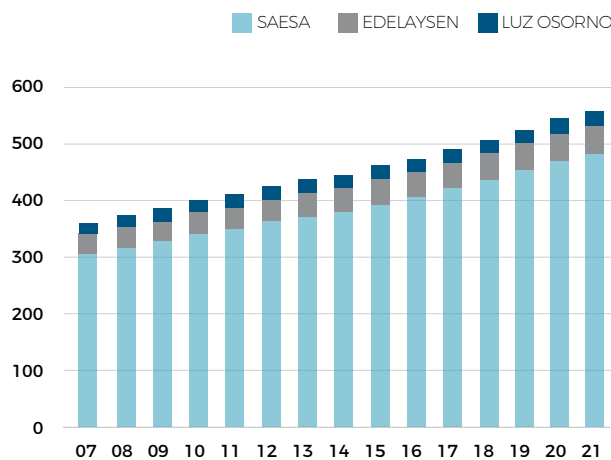
(en GWh)



Las ventas de energía durante el año 2021, de Saesa y sus filiales alcanzaron los 2.861 GWh.

CLIENTES ATENDIDOS

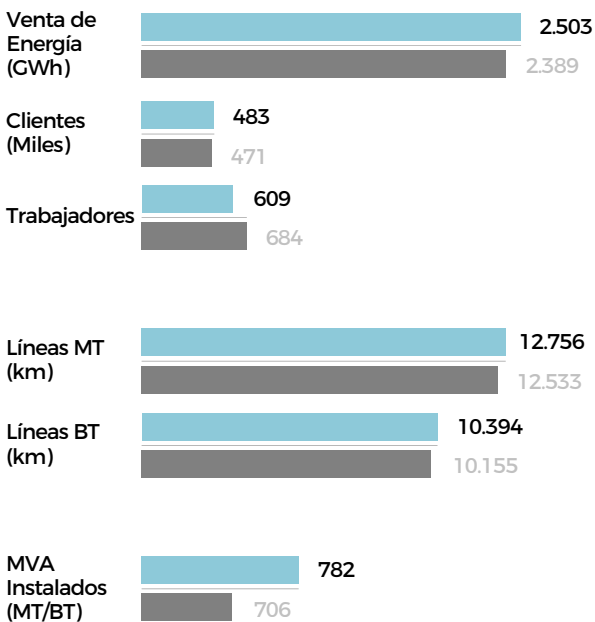
(miles)



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio 2021 atendían a más de 561 mil clientes, lo que representa un aumento de un 2,84% respecto al año 2020.

ANTECEDENTES OPERACIONALES INDIVIDUALES

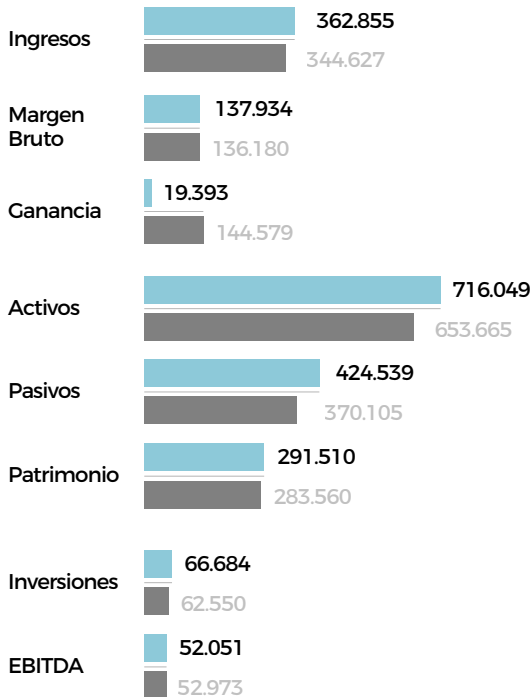
2021 2020



ANTECEDENTES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

CONSOLIDADO (MM\$)

2021 2020







EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$125.811.171

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,37% (directa)

Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío y Cautín, Región de la Araucanía, también participa en generación para un sistema aislado.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos provenientes de la Licitación 2013-01, Licitación 2013-03, Licitación 2013-03/2do llamado, Licitación 2015-02 y Licitación 2015-01 que agrupa las empresas generadoras: Enel Generación, Pelumpen (Colbún), Caren, ERNC(PV Salvador), Norvind, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Engie, Santiago Solar, GM Holdings, Aela, Cerro Dominador, Rucatayo, Luz del Norte, Cabo Leones I, Cabo Leones II, Cabo Leones III, Grupo Mainstream, Grupo WPD, Acciona, María Elena Solar, Cox Energy y OPDE.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) continúa impulsando los procesos de licitación conjunta para suministrar la demanda regulada de distribuidoras pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Y a partir de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, se perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico, donde la CNE presenta un papel relevante en el diseño, coordinación y dirección de estos procesos de licitación.

En el corto plazo serán incorporados más empresas generadoras por adjudicación en la Licitación 2017-01 y Licitación 2021-01, que comienzan su suministro el año 2024 y el año 2026, respectivamente. Próximamente, se encuentra en proceso de publicación de sus Bases preliminares la Licitación 2022-01.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°2.288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por el actualmente Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa

quebrada. Sin perjuicio de lo anterior, en el Decreto N°106 que corresponde al actual Reglamento de Licitaciones, se establece un mecanismo que permite el traspaso de excedentes entre empresas Distribuidoras. Esto significa que, si una empresa Distribuidora presenta holguras entre la energía adjudicada de los procesos de Licitación y la energía efectivamente demandada, puede traspasar esa energía a otra Distribuidora que se encuentre deficitaria en el sistema.

Con fecha 21 de diciembre de 2020, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Frontel acordó la división de esta en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denomina Frontel Transmisión S.A., la que tuvo efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020. Esta división se enmarca dentro del proceso de implementación de los requerimientos de la Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo una obligación legal de giro exclusivo para las compañías de distribución de energía eléctrica.

Con fecha 01 de diciembre 2021, surtió sus efectos la fusión de Sistemas de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A. en Saesa Transmisión S.A., adquiriendo Saesa Transmisión S.A. todos los activos y pasivos de Sistemas de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A., y sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2021 alcanzaron los MM\$32.255.-

Frontel representa un 12,37% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña directa)

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

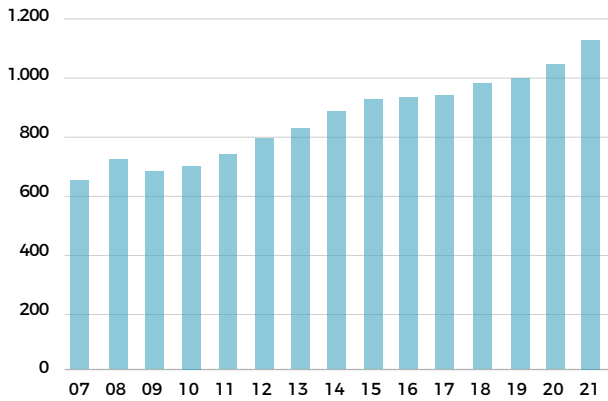
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos vigentes.



VENTAS DE ENERGÍA

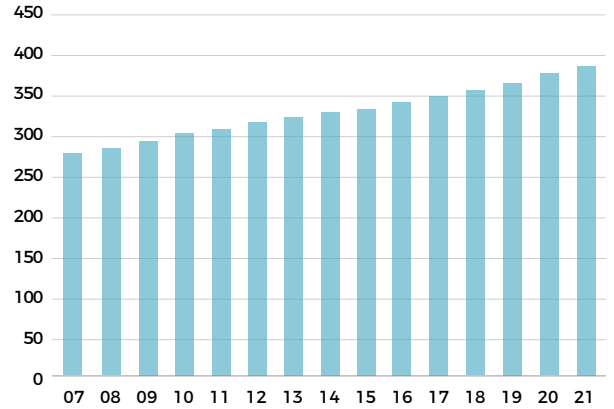
(en GWh)



Las ventas de energía durante 2021 alcanzaron los 1.125 GWh.

CLIENTES ATENDIDOS

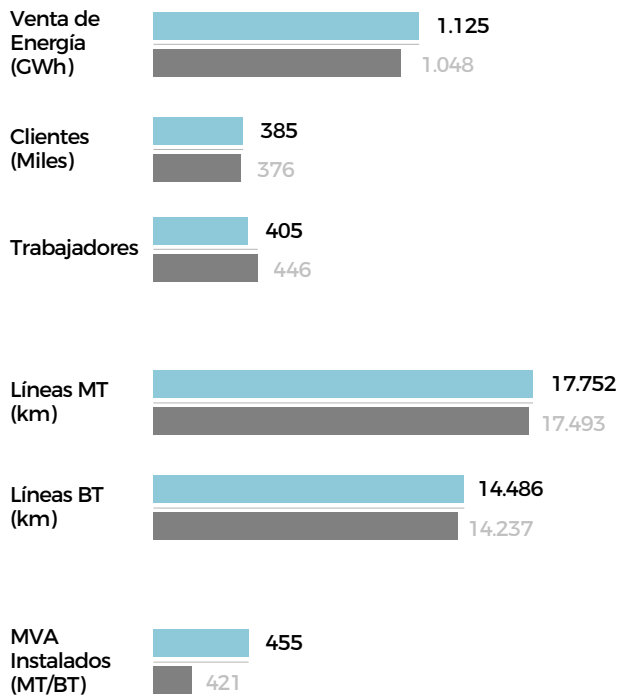
(miles)



Frontal al cierre del ejercicio 2021 atendía a más de 385 mil clientes, lo que representa un aumento de 2,52% respecto al cierre del 2020.

CIFRAS OPERACIONALES

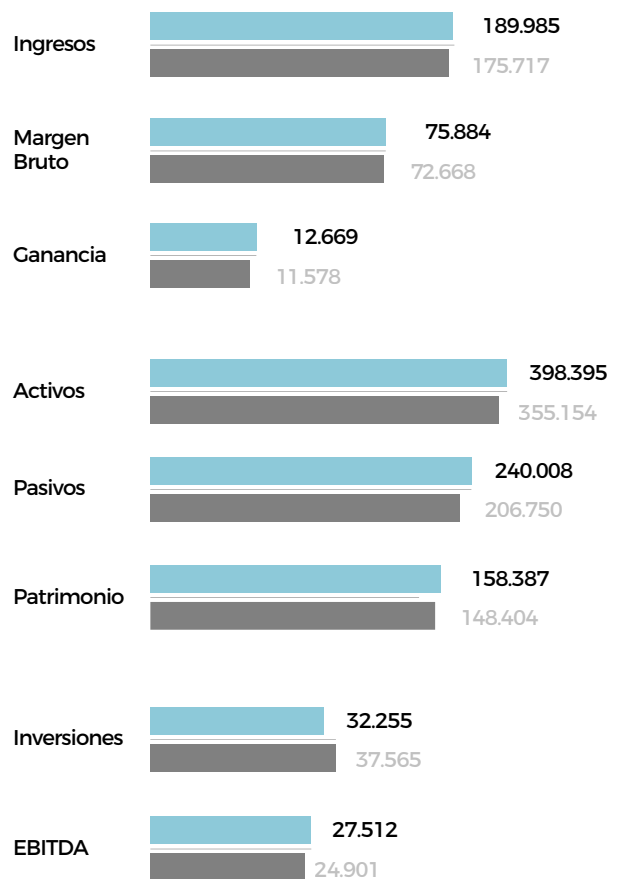
■ 2021 ■ 2020



ANTECEDENTES FINANCIEROS

(MM\$)

■ 2021 ■ 2020





SAGESA S.A.

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$25.587.086

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9%

(Directa e Indirecta)

La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Actualmente posee una central gas/diésel de 45,70 MW, un grupo de centrales diésel que en total suman una capacidad de 110,98 MW, posee además una central eólica y solar que suman 0,19 MW.

Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC, a través de su relacionada Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA) y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Con fecha 30 de diciembre de 2011, la Sociedad se constituyó producto de una reestructuración societaria que implicó una división de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (Antigua Sagesa o Continuidora Legal), en la Continuidora Legal y la Sociedad. A Sagesa S.A. se le asignaron la mayor parte de los activos y pasivos de la antigua Sagesa, quedando la Sociedad con el giro de generación de energía eléctrica.

Durante el mes de julio de 2016, Sagesa en conjunto con Inversiones Eléctricas del Sur adquieren la Sociedad Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. con participaciones de 99,99% y 0,01% respectivamente.

Las inversiones realizadas por Sagesa durante el año 2021 ascienden a MM\$6.560.

Sagesa representa un 0,003% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta)

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector. Por otro lado, están los préstamos en cuenta corriente, los cuales pagan intereses de mercado y se calculan por el periodo que dure la operación.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
ACTIVOS		
Activos Corrientes	9.419.825	12.003.905
Activos No Corrientes	120.336.777	98.099.096
TOTAL ACTIVOS	129.756.602	110.106.001
M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	6.422.762	14.937.082
Pasivos No Corrientes	81.550.581	60.887.676
TOTAL PASIVOS	87.973.343	75.824.758
TOTAL PATRIMONIO NETO	41.783.259	34.281.243
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	129.756.602	110.106.001

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Margen Bruto	13.067.531	13.060.856
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	736.002	3.439.729
Impuesto a las Ganancias	(22.225)	(814.644)
GANANCIA (PÉRDIDA)	713.777	2.625.085

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	12.049.529	2.454.634
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(7.573.399)	(3.179.432)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(4.517.594)	907.799
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(29.209)	(26.403)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	(70.673)	156.598
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	180.344	23.746
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	109.671	180.344

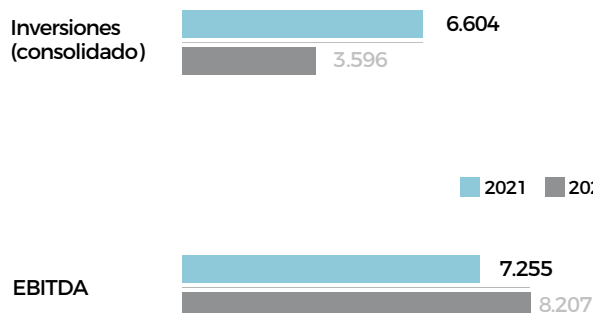
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Saldo Inicial Reexpresado	34.281.243	34.003.766
Cambios en Patrimonio	7.502.016	277.477
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	41.783.259	34.281.243

OTROS ANTECEDENTES FINANCIEROS

(MM\$)

■ 2021 ■ 2020



OTROS ANTECEDENTES OPERACIONALES

	CANTIDAD DE CENTRALES	MW
GAS / DIÉSEL	45,70	1
DIÉSEL	110,98	75
EÓLICA	0,02	
SOLAR / PANEL	0,07	1
BATERÍAS	0,10	
TOTAL	156,87	77



Sistema de Transmisión del Sur S.A.

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$74.797.788.-

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,8% (Indirecta)

La actividad principal de STS consiste en prestar servicios de transporte y transformación de energía a empresas generadoras, que tienen contratos de suministros con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, entre las cuales se encuentran Saesa, Frontel y cooperativas eléctricas. Las principales generadoras atendidas por STS son Puyehue y Capullo. STS presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

Estos servicios son remunerados mediante el pago de peajes por parte de los usuarios de dichas instalaciones de transmisión, cuyos valores, condiciones de aplicación y fórmulas de indexación están estipulados en el Decreto Supremo N°14 del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de subtransmisión, publicado en el Diario Oficial del 09 de abril de 2013. Con fecha 31 de mayo de 2012, se acordó la fusión por incorporación de Sistema de Transmisión del Sur S.A. ("antigua STS"), en la Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (actual STS), manteniéndose esta última como continuadora legal. Con motivo de lo anterior se incorporaron a Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. todos los activos y pasivos de la antigua STS, y la sociedad fusionada pasó a denominarse también Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS.

Con fecha 4 de marzo de 2015, Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A., "STC", cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros.

En junio 2020, STS vende a STA 50.000 de sus acciones en STC, quedando STA con un 99,9% de la propiedad de STC.

En diciembre de 2020, producto de la división de Saesa

enmarcada dentro del proceso de restructuración corporativa, los activos de STS fueron traspasados a Saesa Transmisión S.A. pasando a ser filial de esta última.

Con fecha 01 de diciembre 2021, surtió sus efectos la fusión de Sistemas de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A. en Saesa Transmisión S.A., adquiriendo Saesa Transmisión S.A. todos los activos y pasivos de Sistemas de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A., y sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones. Asimismo, en dicha fecha se incorporaron a Saesa Transmisión S.A. la totalidad de los accionistas y patrimonio de Sistemas de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A., las que, como consecuencia de lo anterior, se disolvieron de pleno derecho, sin necesidad de efectuarse su liquidación. Cabe destacar que la nueva sociedad que surgió producto de esta fusión, adoptó finalmente el nombre de STS (Sistema de Transmisión del Sur S.A.).

Posteriormente, con fecha 28 de diciembre de 2021, Inversiones Eléctricas del Sur (mayor accionista de la sociedad hasta ese momento) concurre al aumento de capital de Sociedad de Transmisión Austral S.A., (STA) suscribiendo 29.330.549.384.033 nuevas acciones de pago Serie B nominativas, a un precio de \$106.224.144.820 o \$0,005225 por acción, el que fue pagado en el mismo acto por la Sociedad, mediante el aporte en dominio, cesión y transferencia a Sociedad de Transmisión Austral S.A. de la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Sistemas de Transmisión del Sur S.A., de esta forma el accionista principal de STS pasa a ser Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)

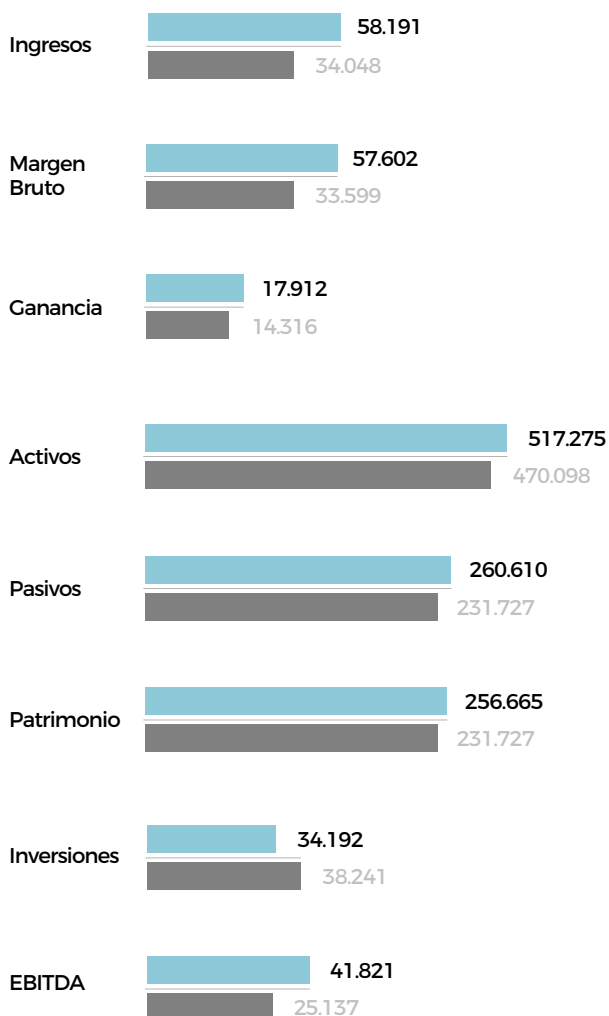
Durante el año 2021, STS realizó inversiones por MM\$37.544, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones.

STS representa un 59,70% del activo de Sociedad de Transmisión Austral (STA), dueña directa.



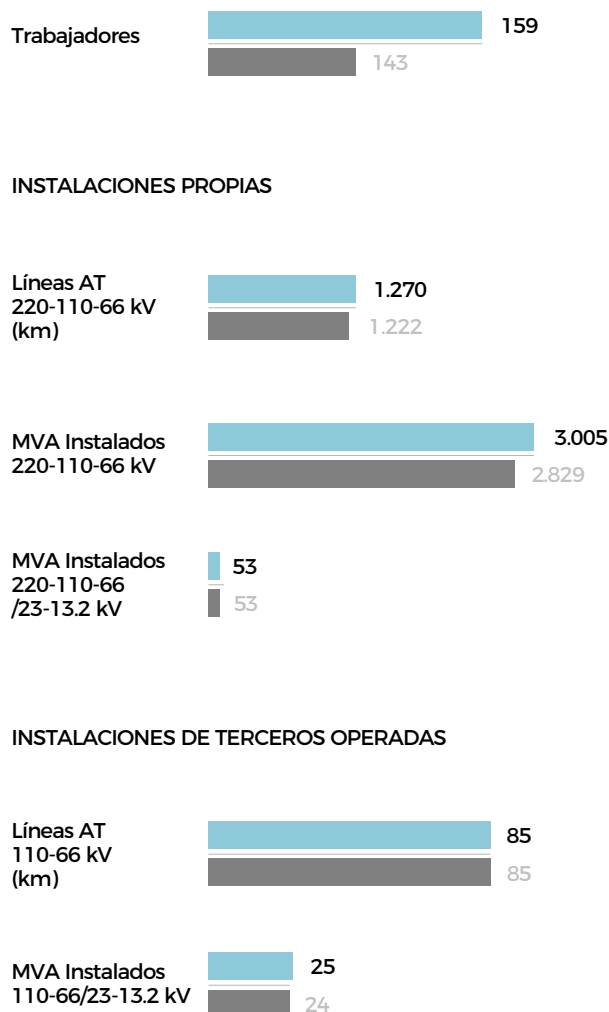
ANTECEDENTES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

(MM\$) ■ 2021 ■ 2020



ANTECEDENTES OPERACIONALES

■ 2021 ■ 2020



* Año 2020 considera inversiones proforma.



EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
 Capital Suscrito y Pagado: M\$37.005.894
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 93,24% (Indirecta)

Edelayesen es una sociedad que desarrolla actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en la provincia de Palena, Región de Los Lagos, y en la Región de Aysén, a través de cuatro sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O’Higgins y Amengual-La Tapera; y tres sistemas medianos: Aysén, Palena y General Carrera.

Esencialmente, Edelayesen es una empresa verticalmente integrada que genera energía eléctrica en un 100% y la distribuye en las zonas que le fueron otorgadas en concesión y en las que posee permisos municipales. Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena.

Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM \$14.943 durante el

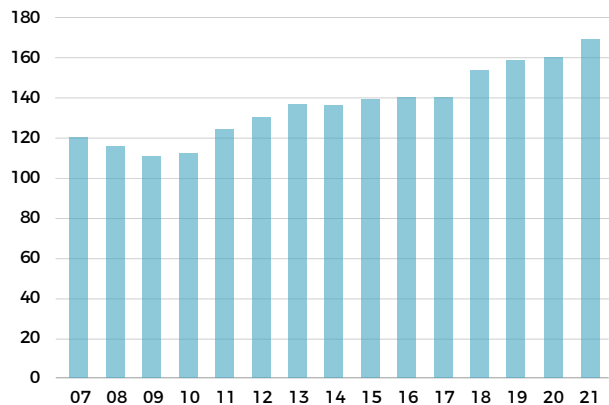
año 2021, aumentando un 52% las inversiones respecto del año 2020.

Edelayesen representa un 12,69% del activo de Saesa.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

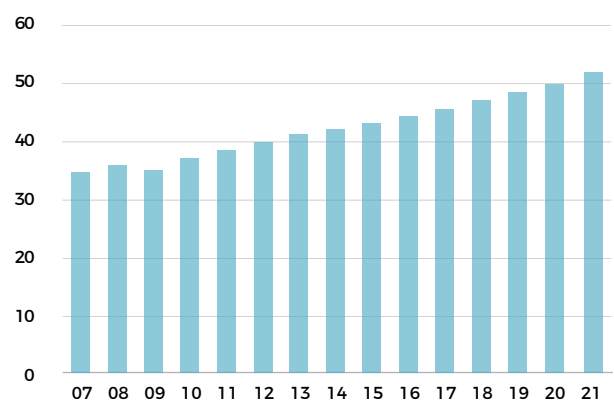
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

VENTAS DE ENERGÍA (en GWh)



Las ventas de energía durante el 2021 alcanzaron los 169 GWh.

CLIENTES ATENDIDOS (miles)



Edelayesen al cierre del ejercicio 2021 atendía a más de 52 mil clientes.



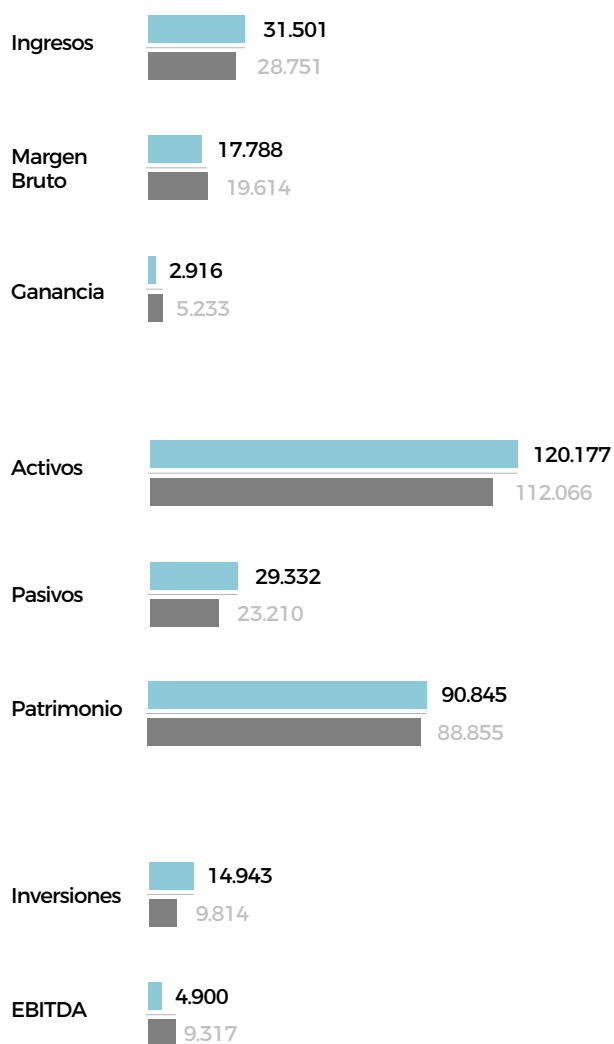
CAPACIDAD DE CENTRALES

	CANTIDAD DE CENTRALES	MW
EÓLICA	1	2,46
HIDROELÉCTRICA	8	23,25
DIÉSEL	19	39,59
SOLAR	1	3,00
TOTAL	29	68,29

ANTECEDENTES FINANCIEROS

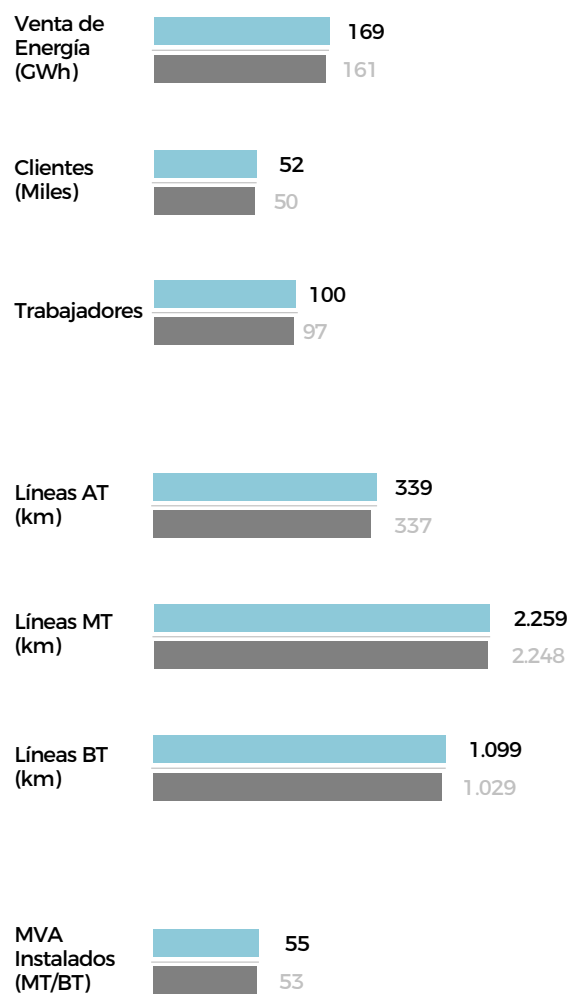
(MM\$)

■ 2021 ■ 2020



CIFRAS OPERACIONALES

■ 2021 ■ 2020





COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 10.557.505

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A: 99,9% (Indirecta)

Luz Osorno tiene por objeto la distribución y venta de energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos provenientes de la Licitación 2013-01, Licitación 2013-03, Licitación 2013-03/2do llamado, Licitación 2015-02 y Licitación 2015-01 que agrupa las empresas generadoras: Enel Generación, Pelumpen (Colbún), Caren, ERNC(PV Salvador) , Norvind, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Engie, Santiago Solar, GM Holdings, Aela, Cerro Dominador, Rucatayo, Luz del Norte, Cabo Leones I, Cabo Leones II, Cabo Leones III, Grupo Mainstream, Grupo WPD, Acciona, María Elena Solar, Cox Energy y OPDE.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) continúa impulsando los procesos de licitación conjunta para suministrar la demanda regulada de distribuidoras pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Y a partir de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, se perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico, donde la CNE presenta un papel relevante en el diseño, coordinación y dirección de estos procesos de licitación.

En el corto plazo serán incorporados más empresas generadoras por adjudicación en la Licitación 2017-01 y Licitación 2021-01, que comienzan su suministro el año 2024 y el año 2026, respectivamente. Próximamente, se encuentra en proceso de publicación de sus Bases preliminares la Licitación 2022-01.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°2.288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por el actualmente

Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sin perjuicio de lo anterior, en el Decreto N°106 que corresponde al actual Reglamento de Licitaciones, se establece un mecanismo que permite el traspaso de excedentes entre empresas Distribuidoras. Esto significa que, si una empresa Distribuidora presenta holguras entre la energía adjudicada de los procesos de Licitación y la energía efectivamente demandada, puede traspasar esa energía a otra Distribuidora que se encuentre deficitaria en el sistema.

Durante el ejercicio 2021 se efectuaron inversiones por MM\$5.727, aumentando un 43% las inversiones respecto del año 2020, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

Luz Osorno representa un 2,77% del activo de Saesa.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

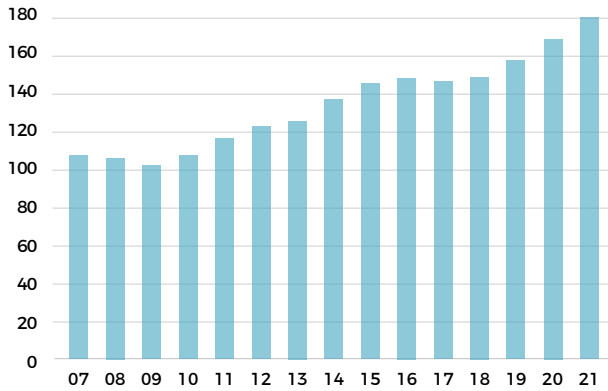
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes, que pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.



VENTAS DE ENERGÍA

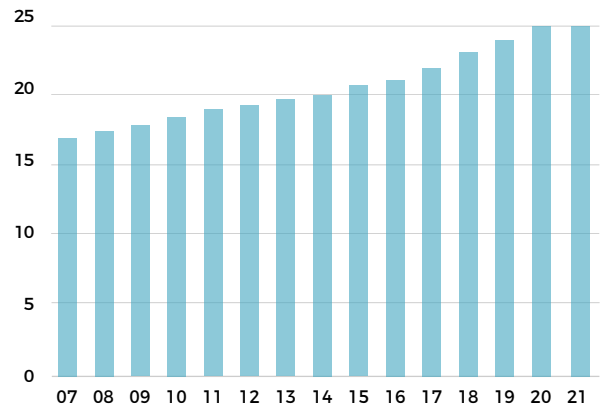
(en GWh)



Las ventas de energía durante el 2021 alcanzaron los 189 GWh.

CLIENTES ATENDIDOS

(miles)

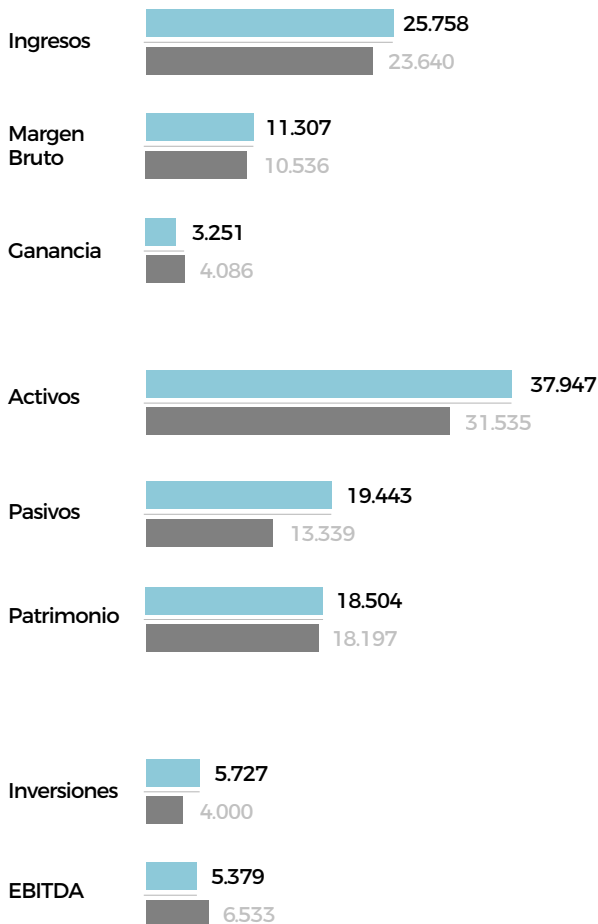


Luz Osorno al cierre del ejercicio 2021 atendía a más de 26 mil clientes.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

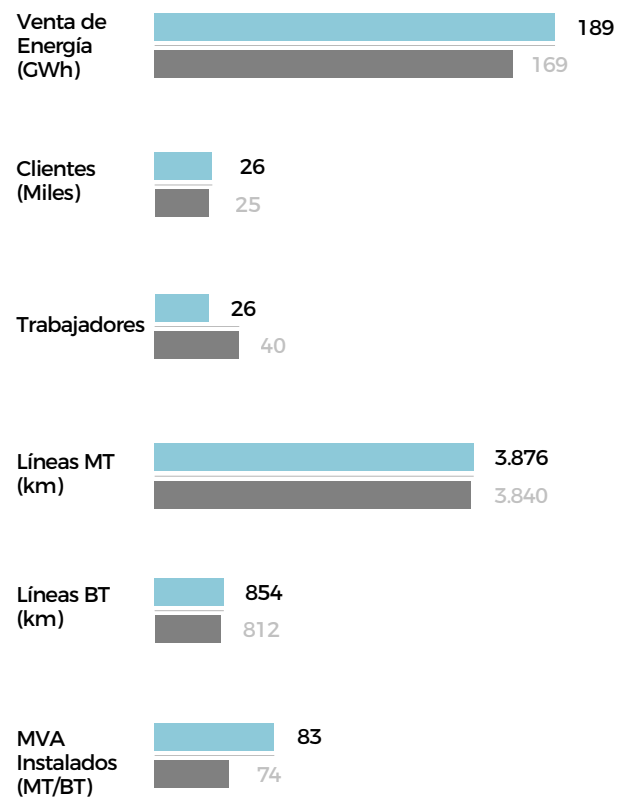
(MM\$)

■ 2021 ■ 2020



CIFRAS OPERACIONALES

■ 2021 ■ 2020





SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$3.160.921

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9% (Indirecta)

El objeto de SGA es el desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica, y la adquisición de los mismos. Asimismo, prestar servicios y asesorías en todas las especialidades de la ingeniería y de diseño y construcción, mantención y operación de sistemas de transmisión para terceros, comercialización de energía y las demás actividades vinculadas con los objetos descritos, que acuerden sus organismos.

SGA fue constituida como consecuencia de la división de STS, aprobada en junta extraordinaria de Accionistas de fecha 25 de junio de 2003, donde se acordó la división de dicha Sociedad a contar del 31 de marzo de 2003. En virtud de esta división se le asignaron y traspasaron a SGA activos, pasivos y patrimonio a los valores contables determinados al 31 de marzo de 2003.

En el ejercicio 2021 la Sociedad obtuvo un EBITDA de MM\$1.564.-

SGA representa un 1,46% del activo de Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector. Por otro lado, están los préstamos en cuenta corriente, los cuales pagan intereses de mercado y se calculan por el periodo que dure la operación.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
ACTIVOS		
Activos Corrientes	17.564.612	11.476.455
Activos No Corrientes	4.782.223	4.528.255
TOTAL ACTIVOS	22.346.835	16.004.710
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	15.902.327	10.103.043
Pasivos No Corrientes	166.846	-
TOTAL PASIVOS	16.069.173	10.103.043
TOTAL PATRIMONIO NETO	6.277.662	5.901.667
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	22.346.835	16.004.710


ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Margen Bruto	2.082.535	1.469.838
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	371.488	2.084.159
Impuesto a las Ganancias	(235.466)	(518.915)
GANANCIA	136.022	1.565.244

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(703.945)	127.239
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	2.206.223	724.834
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.683.411)	(208.477)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-	(102.058)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	(181.133)	541.538
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	563.663	22.125
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	382.530	563.663

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Saldo Inicial Reexpresado	5.901.667	5.182.817
Cambios en Patrimonio	375.995	718.850
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	6.277.662	5.901.667



SOCIEDAD DE TRANSMISIÓN DEL CENTRO S.A.

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$23.238.005

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9% (Indirecta)

Con fecha 4 de marzo de 2015, Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la Sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC), cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros.

La participación de Sistema de Transmisión del Sur S.A. en la Sociedad es de un 50,1%, mientras que Eléctrica la Puntilla vende a Inversiones los lagos IV Ltda. su participación de 49,9% en el mes de octubre 2019, quedando esta última como propietaria de las acciones.

Producto de la fusión de Inversiones los Lagos IV Ltda. en Sociedad de Transmisión Austral S.A. ("STA"), la totalidad de

las acciones que la primera tenía en STC fueron asignadas a STA, quedando con 49.900 acciones.

Con fecha 01 de junio de 2020 Sistema de Transmisión del Sur S.A. celebró un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual vendió, cedió y transfirió a Sociedad de Transmisión Austral S.A. ("STA") 50.000 acciones emitidas por Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC") de las que era titular, lo que corresponde a un 50% del capital emitido por dicha sociedad, manteniendo 100 acciones en su poder, que corresponden a un 0,1%.

STC al cierre del ejercicio 2021 realizó inversiones por MM\$336.

La sociedad representa un 6,90% del activo de Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
ACTIVOS		
Activos Corrientes	310.869	5.271.659
Activos No Corrientes	71.893.888	58.810.246
TOTAL ACTIVOS	72.204.757	64.081.905
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	802.155	1.856.585
Pasivos No Corrientes	41.765.670	37.288.950
TOTAL PASIVOS	42.567.825	39.145.535
TOTAL PATRIMONIO NETO	29.636.932	24.936.370
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	72.204.757	64.081.905


ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Margen Bruto	3.568.060	3.178.317
(PÉRDIDA) GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	(36.445)	709.091
Impuesto a las Ganancias	5.792	(182.694)
(PÉRDIDA) GANANCIA	(30.653)	526.397

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	8.261.246	2.769.496
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(366.079)	(846.324)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(7.859.728)	(1.855.862)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(288)	(1.063)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	35.151	66.247
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	68.357	2.110
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	103.508	68.357

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Saldo Inicial Reexpresado	24.936.371	25.747.598
Cambios en Patrimonio	4.700.561	(811.227)
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	29.636.932	24.936.371



SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL NORTE S.A.

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$16.630.018

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 100% (Indirecta)

Con fecha 11 de septiembre de 2014, la filial Saesa y Alusa Ingeniería Limitada (actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN), cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión y transporte de energía.

Posteriormente, en enero de 2017, Alumini Ingeniería Ltda., vende su participación accionaria a Sistema de Transmisión del Sur S.A.

De esta forma la participación de Saesa en la sociedad es de un 90%, mientras que la participación de Sistema de Transmisión del Sur S.A. es de un 10%.

En diciembre de 2019, Grupo Saesa realiza una reestructuración societaria, creando a partir de Sociedad Austral de Electricidad S.A, la empresa Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA), pasando esta última a adquirir el 90% de participación societaria en STN, que anteriormente poseía Sociedad Austral de Electricidad S.A.

STN al cierre del ejercicio 2021 realizó inversiones por MM\$1.451 y alcanzó un EBITDA de MM\$6.410.

La sociedad representa un 6,14% del activo de Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
ACTIVOS		
Activos Corrientes	8.041.240	8.635.015
Activos No Corrientes	58.405.974	49.211.203
TOTAL ACTIVOS	66.447.214	57.846.218
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	3.021.018	3.005.132
Pasivos No Corrientes	34.147.750	31.174.374
TOTAL PASIVOS	37.168.768	34.179.506
TOTAL PATRIMONIO NETO	29.278.446	23.666.712
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	66.447.214	57.846.218


ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Margen Bruto	14.845.974	8.685.036
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	2.446.235	3.709.157
Impuesto a las Ganancias	(553.919)	(959.318)
GANANCIA	1.892.316	2.749.839

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	7.874.737	4.252.402
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(2.830.531)	(4.208.252)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(4.786.195)	280.746
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	5.683	(131)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	263.964	324.765
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Saldo Inicial	331.189	6.424
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	594.883	331.189

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Saldo Inicial Reexpresado	23.666.712	23.011.710
Cambios en Patrimonio	5.611.734	655.002
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	29.278.446	23.666.712



SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$16.654.377

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 100% (Indirecta)

Con fecha 15 de octubre de 2015, Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), con un 99,9% y su filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) con un 0,1%, constituyeron Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT), cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica.

En diciembre de 2019, Grupo Saesa realiza una reestructuración societaria, creando a partir de Sociedad

Austral de Electricidad S.A, la empresa Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA), pasando esta última a adquirir el 99,9% de participación societaria en SATT, que anteriormente poseía Sociedad Austral de Electricidad S.A.

SATT representa un 5,73% del activo de Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)

Durante el ejercicio 2021 SATT realizó inversiones por MM\$18.570.-

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
ACTIVOS		
Activos Corrientes	9.397.381	8.704.951
Activos No Corrientes	111.870.610	76.405.290
TOTAL ACTIVOS	121.267.991	85.110.241
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	8.206.610	9.566.027
Pasivos No Corrientes	88.461.809	55.183.234
TOTAL PASIVOS	96.668.419	64.749.261
TOTAL PATRIMONIO NETO	24.599.572	20.360.980
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	121.267.991	85.110.241


ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Margen Bruto	5.581.921	4.877.983
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	3.447.362	4.451.809
Impuesto a las Ganancias	(975.753)	(1.149.806)
GANANCIA	2.471.609	3.302.003

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	6.150.319	3.802.969
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(17.474.792)	(14.474.499)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	11.461.752	11.172.150
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	3.237	(28.491)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	140.516	472.129
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	475.692	3.563
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	616.208	475.692

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Saldo Inicial Reexpresado	20.360.980	2.122.094
Cambios en Patrimonio	4.238.592	18.238.886
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	24.599.572	20.360.980

L.T. CABO LEONES

Línea de *Transmisión*

LÍNEA DE TRANSMISIÓN CABO LEONES S.A.

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$10.042

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,99%

(Directa e Indirecta)

Con fecha 19 de julio de 2016, Sagesa S.A. en conjunto con Inversiones Eléctricas del Sur adquieren la Sociedad Línea de Transmisión Cabo Leones S.A., titular del proyecto adicional "Línea de transmisión Cabo Leones Maitencillo 2x220 kV" de 110 km con participaciones de 99,9% y 0,01% respectivamente.

Su giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación,

desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros.

L.T. Cabo Leones S.A. representa un 3,36% del activo de Sagesa S.A.

Durante el ejercicio 2021 L.T. Cabo Leones S.A. realizó inversiones por MM\$158.- y alcanzó un EBITDA de MM\$4.170.-

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
ACTIVOS		
Activos Corrientes	1.040.447	7.432.848
Activos No Corrientes	45.004.789	38.223.731
TOTAL ACTIVOS	46.045.236	45.656.579
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	1.148.205	11.064.798
Pasivos No Corrientes	41.294.807	33.140.870
TOTAL PASIVOS	42.443.012	44.205.668
TOTAL PATRIMONIO NETO	3.602.224	1.450.911
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	46.045.236	45.656.579


ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Margen Bruto	4.260.121	4.427.852
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	2.208.133	2.747.264
Impuesto a las Ganancias	(669.013)	(683.210)
GANANCIA	1.539.120	2.064.054

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	10.321.384	1.265.356
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-	(334.915)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(10.317.352)	(882.362)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(408)	(1.569)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	3.624	46.510
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	53.355	6.845
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	56.979	53.355

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Saldo Inicial Reexpresado	1.450.911	1.448.068
Cambios en Patrimonio	2.151.313	2.843
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	3.602.224	1.450.911



SOCIEDAD DE TRANSMISIÓN AUSTRAL S.A.

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$166.064.578

Capital suscrito y no pagado: M\$ 67.874

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,99%

(Directa e Indirecta)

Con fecha 31 de diciembre de 2019 entró en vigencia la división de Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), creándose una nueva sociedad denominada Sociedad de Transmisión Austral S.A. El capital de la sociedad en ese momento fue la cantidad de M\$18.478.798, dividido en 9.005.380.049.737 acciones nominativas y sin valor nominal, el capital de la sociedad al cierre del año 2020 fue de M\$59.827.336.-

Su giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros.

Durante el año 2021, STA adquirió la totalidad de las acciones en que está dividido el capital de la sociedad Tolchén Transmisión SpA. El monto total de la operación ascendió a la suma de 35.926.830 dólares de los Estados Unidos de América.

Adicionalmente se acordó un aumento de capital social por la cantidad de 106.292.018.960, mediante la emisión de 20.343.540.014.041 nuevas acciones Serie B nominativas, sin valor nominal. Dichas acciones debían pagarse en dinero efectivo o mediante el aporte en propiedad de acciones, es así como con fecha 28 de diciembre 2021, Inversiones Eléctricas del Sur (matriz del holding), concurre al aumento de capital suscribiendo 29.330.549.384.033 nuevas acciones de pago Serie B nominativas, a un precio de \$106.224.144.820 el que fue pagado en el mismo acto por la Sociedad, mediante el aporte en dominio, cesión y transferencia a Sociedad de Transmisión Austral S.A. de la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Sistemas de Transmisión del Sur S.A.

STA, representa un 28,25% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña directa)

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
ACTIVOS		
Activos Corrientes	142.412.640	131.174.123
Activos No Corrientes	814.933.932	665.296.127
TOTAL ACTIVOS	957.346.572	796.470.250
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	69.536.522	75.830.748
Pasivos No Corrientes	527.546.331	408.292.791
TOTAL PASIVOS	597.082.853	484.123.539
TOTAL PATRIMONIO NETO	360.263.719	312.346.711
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	957.346.572	796.470.250


ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Margen Bruto	87.073.053	57.516.685
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	31.798.370	26.451.409
Impuesto a las Ganancias	(7.368.457)	(8.084.713)
GANANCIA	24.429.913	18.366.696
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	(689.321)	2.126.276
GANANCIA	23.740.592	20.492.972

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	63.611.197	40.399.507
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(84.674.015)	(63.968.914)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	21.520.955	24.007.415
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	47.294	(50.231)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	505.431	387.777
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	1.458.986	1.071.210
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	1.964.417	1.458.987

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020)

M\$	31-DIC-2021	31-DIC-2020
Saldo Inicial Reexpresado	30.335.363	30.335.363
Cambios en Patrimonio	53.345.920	-
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	83.681.283	30.335.363

Saesa Gestión y Logística

SAESA GESTIÓN Y LOGÍSTICA SpA

Naturaleza jurídica: Sociedad por Acciones

Capital Suscrito: M\$1.000

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 100% (Directa)

Con fecha 01 de septiembre de 2020, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. en su calidad de único accionista, constituyó la sociedad por acciones "Saesa Gestión y Logística SpA".

La sociedad tiene por objeto, ya sea actuando directamente o por intermedio de terceros, individualmente o en conjunto con otros, dentro del territorio de la República de Chile o en el extranjero, efectuar toda clase de inversiones en toda clase de bienes corporales e incorporeales, muebles o inmuebles, y en general, participar en sociedades de cualquier clase, naturaleza u objeto, chilenas o extranjeras, en comunidades, asociaciones y fondos de inversión, prestar toda clase de servicios y asesorías profesionales o técnicas en toda clase de materias, incluyendo asesorías legales, regulatorias, financieras, contables, tributarias, de recursos humanos, operacionales, informáticas, de gestión, logísticas, comerciales y de marketing y de apoyo a la gestión de empresas, cualquiera sean sus funciones, giro o servicio, tales como; la prestación de servicios administrativos, la

prestación de servicios contables y tributarios, servicios de administración de las remuneraciones, servicio outsourcing en personal, servicios transitorios de personal, prestación de servicios de análisis financiero y/o presupuestario, servicios de programación y/o análisis de programas, servicios de procesamiento de datos, bodegaje e infraestructura y de todos aquellos servicios afines o análogos a los anteriores que constituyen un apoyo a la gestión empresarial; la compra, venta, arrendamiento, importación, exportación, operaciones de leasing, construcción, elaboración y mantención, por cuenta propia o ajena, de equipos, infraestructura, instalaciones, oficinas comerciales, bodegas y todo tipo de bienes muebles o inmuebles; y realizar todos los actos o contratos que sean necesarios o conducentes para el cumplimiento de este objeto.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021)

M\$	31-DIC-2021
ACTIVOS	
Activos Corrientes	468.524
Activos No Corrientes	12.598
TOTAL ACTIVOS	481.122
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	
Pasivos Corrientes	95.346
Pasivos No Corrientes	390.000
TOTAL PASIVOS	485.346
TOTAL PATRIMONIO NETO	(4.224)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	481.122



ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021)

M\$	31-DIC-2021
Margen Bruto	426.265
PÉRDIDA ANTES DE IMPUESTO	(7.155)
Impuesto a las Ganancias	1.931
PÉRDIDA	(5.224)

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021)

M\$	31-DIC-2021
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(350.978)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	391.000
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	40.022
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	-
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	40.022

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021)

M\$	31-DIC-2021
Patrimonio Inicial	-
Cambios en Patrimonio	(4.224)
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	(4.224)

Saesa Innova

SAESA INNOVA SOLUCIONES SpA

Naturaleza jurídica: Sociedad por Acciones

Capital Suscrito: M\$1.000

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 100% (Directa)

Con fecha 01 de septiembre de 2020, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. en su calidad de único accionista, constituyó la sociedad por acciones "Saesa Innova Soluciones SpA".

La Sociedad tiene por objeto, en forma directa o a través de otras empresas, en Chile o en el extranjero, la compra, venta, arrendamiento, importación, exportación, comercialización, elaboración, producción, construcción, almacenamiento, realización de operaciones de leasing, intermediación, distribución, instalación y mantención, por cuenta propia o ajena, de equipos, artefactos, infraestructura y productos eléctricos o vinculados al ámbito eléctrico en general, vehículos eléctricos, soluciones de eficiencia energética, electromovilidad, paneles solares, domótica, productos para el hogar, climatización, transporte, comunicaciones, seguridad, informática, medio ambiente, deportes, esparcimiento u otros afines, la generación, producción, adquisición y comercialización de energía eléctrica y productos derivados o relacionados a la misma, así como generación distribuida, la prestación de todo tipo de servicios y asesorías en materia eléctrica y de gestión de

demanda eléctrica y asesoría energética en general, la adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de petróleo, gas natural y de cualquier otra clase de combustibles, la prestación de servicios y desarrollo de plataformas y aplicaciones informáticas, data center, housing y otros desarrollados con la asesoría, implementación y operación de programas, sistemas, aplicaciones y equipos informáticos, la realización de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, sean éstos corporales o incorporales, incluyendo acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades, debentures, bonos, efectos de comercio y toda clase de valores mobiliarios e instrumentos de inversión y la administración de estas inversiones y sus frutos, y la prestación de servicios, asesorías, fabricación, comercialización de equipos y materiales, y ejecución de 2 obras, relacionados con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su operación y desarrollo.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021)

M\$	31-DIC-2021
ACTIVOS	
Activos Corrientes	11.118.433
Activos No Corrientes	99.650
TOTAL ACTIVOS	11.218.083
M\$	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	
Pasivos Corrientes	7.448.349
Pasivos No Corrientes	3.705.000
TOTAL PASIVOS	11.153.349
TOTAL PATRIMONIO NETO	64.734
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	11.218.083

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021)

M\$	31-DIC-2021
Margen Bruto	1.285.207
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	163.736
Impuesto a las Ganancias	(72.688)
GANANCIA (PÉRDIDA)	91.048

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021)

M\$	31-DIC-2021
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(3.364.558)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(31.005)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	3.706.000
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(682)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	309.755
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	-
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	309.755

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021)

M\$	31-DIC-2021
Patrimonio Inicial	-
Cambios en Patrimonio	64.734
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	64.734

Tolchén Transmisión

TOLCHÉN TRANSMISIÓN SpA

Naturaleza jurídica: Sociedad por Acciones

Capital Suscrito: M\$196.685

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 100% (Indirecta)

En el año 2021, Sistema de Transmisión Austral S.A. ("STA"), adquiere la totalidad de las acciones de la sociedad Tolchén Transmisión SpA, sociedad que pertenecía al grupo empresarial español Acciona.

La sociedad fue constituida por escritura pública de fecha 05 de agosto de 2014, bajo el RUT 76.389.448-7, y su objeto social es la transmisión de energía eléctrica mediante una línea de transmisión de 2x220 kV en operación desde el 2020 que permite la conexión de fuentes de generación de energía renovable.

Su propósito es evacuar las siguientes centrales eólicas:

San Gabriel: Parque eólico de 183 MW propiedad de Acciona, en funcionamiento.

Tolpán: Parque eólico de 84 MW propiedad de Acciona, en funcionamiento.

El Alba: Un parque eólico de 42 MW propiedad de Acciona, se espera COD en enero de 2023.

Los Olmos: Un parque eólico de 100 MW propiedad de AES Gener, en funcionamiento.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021)

M\$	31-DIC-2021
ACTIVOS	
Activos Corrientes	622.764
Activos No Corrientes	29.213.909
TOTAL ACTIVOS	29.836.673
M\$	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	
Pasivos Corrientes	465.310
Pasivos No Corrientes	27.794.512
TOTAL PASIVOS	28.259.822
TOTAL PATRIMONIO NETO	1.576.851
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	29.836.673

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021)

M\$	31-DIC-2021
Margen Bruto	1.215.247
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	467.471
Impuesto a las Ganancias	624.393
GANANCIA (PÉRDIDA)	1.091.864

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021)

M\$	31-DIC-2021
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	780.126
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(713.484)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	66.642
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	-
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	66.642

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021)

M\$	31-DIC-2021
Patrimonio Inicial	-
Cambios en Patrimonio	1.576.851
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	1.576.851

A man wearing a wide-brimmed hat and a purple shirt is kneeling on the ground, holding a small green sapling. A young child in a white shirt and pink pants is standing next to him, using a black shovel to dig a hole in the soil. The background shows a dry, hilly landscape with a wooden fence and a gravelly area. The text "Declaración de Responsabilidad" is overlaid in white on the image.

Declaración de Responsabilidad

Los firmantes, en su calidad de Gerente General y Directores de la Sociedad, respectivamente, dando cumplimiento a lo dispuesto en la Norma de Carácter General N°30 de la Comisión para el Mercado Financiero (ex Superintendencia de Valores y Seguros), y sus modificaciones, declaran bajo juramento que se hacen responsables de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual.



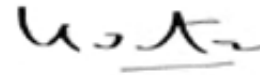
Iván Díaz-Molina / 14.655.033-9
PRESIDENTE



Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3
VICEPRESIDENTE



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6
DIRECTOR TITULAR



Waldo Fortin Cabezas / 4.556.889-K
DIRECTOR TITULAR



Jonathan Reay / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



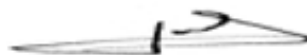
Stacey Purcell / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Christopher Powell / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Ashley Munroe / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6
GERENTE GENERAL



Iglesia San Francisco, Castro.



INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados por los años
terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020
e informe del auditor independiente

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales (en adelante la “Sociedad”) que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la Sociedad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Sociedad. En consecuencia, no expresamos tal opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

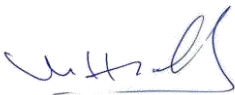
En nuestra opinión, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

Énfasis en un asunto – Fusión filiales indirectas

Como se indica en Nota 1, con fecha 1 de diciembre de 2021 se acordó la fusión por incorporación de las filiales indirectas Frontel Transmisión S.A. y Sistema de Transmisión del Sur S.A., en Saesa Transmisión S.A. La continuadora legal fue Saesa Transmisión S.A., la que cambió su razón social a Sistema de Transmisión del Sur S.A.



Marzo 30, 2022
Santiago, Chile



María Ester Pinto U.
RUT: 10.269.053-2

**Estados Financieros Clasificados
Consolidados**

**Correspondientes a los años terminados al 31 de
diciembre de 2021 y 2020**

**INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A.
Y FILIALES**

En miles de pesos chilenos – M\$

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2021 y 2020
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	22.861.628	44.953.087
Otros activos financieros corrientes	7	507.897	147.556
Otros activos no financieros corrientes	-	2.923.279	2.191.709
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	8	221.769.963	189.761.310
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9	2.263	2.263
Inventarios corrientes	10	51.639.619	43.013.527
Activos por impuestos corrientes, corrientes	11	28.468.133	33.726.170
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		328.172.782	313.795.622
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		328.172.782	313.795.622
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	7	5.609.183	5.072.099
Otros activos no financieros no corrientes	-	72.582	90.526
Cuentas por cobrar no corrientes	8	44.384.181	17.448.863
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	88.934.474	59.534.754
Plusvalía	13	232.581.513	231.445.466
Propiedades, planta y equipo	14	1.304.384.187	1.122.749.138
Activos por derecho de uso	15	2.990.878	3.626.315
Activos por impuestos diferidos	16	49.289.399	35.784.427
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		1.728.246.397	1.475.751.588
TOTAL ACTIVOS		2.056.419.179	1.789.547.210

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2021 y 2020
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	17	166.079.651	58.019.197
Pasivos por arrendamientos corrientes	15	919.275	860.479
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	193.820.677	132.738.926
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	9	19.829.433	44.223.991
Otras provisiones corrientes	20	8.434.860	8.121.205
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	11	14.025.749	40.488.962
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	20	10.333.913	10.643.430
Otros pasivos no financieros corrientes	21	47.629.044	51.090.835
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		461.072.602	346.187.025
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		461.072.602	346.187.025
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	17	759.303.419	686.357.996
Pasivos por arrendamientos no corrientes	15	2.688.309	2.985.575
Cuentas por pagar no corrientes	18	330.482	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	9	103.106.329	101.506.327
Pasivo por impuestos diferidos	16	99.424.258	92.316.168
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	20	14.204.873	16.851.375
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	11.897.539	10.468.378
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		990.955.209	910.485.819
TOTAL PASIVOS		1.452.027.811	1.256.672.844
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	22	385.906.755	385.906.755
Ganancias (pérdidas) acumuladas	22	143.025.288	101.158.729
Otras reservas	22	67.489.657	38.302.326
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		596.421.700	525.367.810
Participaciones no controladoras	22	7.969.668	7.506.556
PATRIMONIO TOTAL		604.391.368	532.874.366
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		2.056.419.179	1.789.547.210

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Resultados Integrales, por Naturaleza
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2021	01/01/2020
		31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Ganancia (pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	23	589.800.971	529.225.736
Otros ingresos	23	80.329.040	71.830.392
Materias primas y consumibles utilizados	24	(365.985.573)	(323.126.422)
Gastos por beneficios a los empleados	25	(57.211.506)	(44.232.263)
Gasto por depreciación y amortización	26	(41.281.592)	(39.028.429)
Otros gastos, por naturaleza	28	(91.712.799)	(93.901.203)
Otras ganancias (pérdidas)	30	3.464.185	147.992.974
Ingresos financieros	29	137.953	395.145
Costos financieros	29	(22.603.852)	(20.941.762)
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	27	(10.760.616)	(8.341.553)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	37	-	604.351
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	29	35.869.985	(12.738.617)
Resultados por unidades de reajuste	29	(41.617.910)	(16.272.728)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		78.428.286	191.465.621
(Gasto) ingreso por impuestos, operaciones continuadas	16	(18.297.200)	(49.105.194)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		60.131.086	142.360.427
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-
Ganancia (pérdida)		60.131.086	142.360.427
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	59.809.370	141.805.989
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	22	321.716	554.438
Ganancia (pérdida)		60.131.086	142.360.427

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

Otros Resultados Integrales	Nota	01/01/2021 31/12/2021 M\$	01/01/2020 31/12/2020 M\$
Ganancia (pérdida)		60.131.086	142.360.427
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	20	4.046.876	(651.252)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado de año, antes de impuestos		4.046.876	(651.252)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		14.663.591	(3.111.138)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		14.663.591	(3.111.138)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(968.857)	(203.246)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(968.857)	(203.246)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del año, antes de impuestos		-	(743.035)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de año, antes de impuestos		13.694.734	(4.057.419)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		17.741.610	(4.708.671)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año			
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	16	(983.626)	175.839
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año		(983.626)	175.839
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	16	182.713	54.562
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año		182.713	54.562
Otro resultado integral		16.940.697	(4.478.270)
Resultado integral		77.071.783	137.882.157
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		77.124.542	138.077.184
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		(52.759)	(195.027)
Resultado integral		77.071.783	137.882.157

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio inicial al 01/01/2021	385.906.755	11.717.258	108.000	(3.260.642)	29.737.710	38.302.326	101.158.729	525.367.810	7.506.556	532.874.366
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2021	385.906.755	11.717.258	108.000	(3.260.642)	29.737.710	38.302.326	101.158.729	525.367.810	7.506.556	532.874.366
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	59.809.370	59.809.370	321.716	60.131.086
Otro resultado integral	-	14.359.153	18.340	2.937.679	-	17.315.172	-	17.315.172	(374.475)	16.940.697
Total Resultado integral	-	14.359.153	18.340	2.937.679	-	17.315.172	59.809.370	77.124.542	(52.759)	77.071.783
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(17.942.811)	(17.942.811)	-	(17.942.811)
Incrementos (disminuciones) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	11.872.159	11.872.159	-	11.872.159	515.871	12.388.030
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cambios en el patrimonio	-	14.359.153	18.340	2.937.679	11.872.159	29.187.331	41.866.559	71.053.890	463.112	71.517.002
Patrimonio final al 31/12/2021	385.906.755	26.076.411	126.340	(322.963)	41.609.869	67.489.657	143.025.288	596.421.700	7.969.668	604.391.368

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio inicial al 01/01/2020	385.906.755	14.823.670	256.556	(2.786.805)	30.573.121	42.866.542	24.947.302	453.720.599	7.156.216	460.876.815
Efecto proforma	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2020	385.906.755	14.823.670	256.556	(2.786.805)	30.573.121	42.866.542	24.947.302	453.720.599	7.156.216	460.876.815
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	141.805.989	141.805.989	554.438	142.360.427
Otro resultado integral	-	(3.106.412)	(148.556)	(473.837)	-	(3.728.805)	-	(3.728.805)	(749.465)	(4.478.270)
Total Resultado integral	-	(3.106.412)	(148.556)	(473.837)	-	(3.728.805)	141.805.989	138.077.184	(195.027)	137.882.157
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(65.594.562)	(65.594.562)	-	(65.594.562)
Incrementos (disminuciones) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	(835.411)	(835.411)	-	(835.411)	545.367	(290.044)
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cambios en el patrimonio	-	(3.106.412)	(148.556)	(473.837)	(835.411)	(4.564.216)	76.211.427	71.647.211	350.340	71.997.551
Patrimonio final al 31/12/2020	385.906.755	11.717.258	108.000	(3.260.642)	29.737.710	38.302.326	101.158.729	525.367.810	7.506.556	532.874.366

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Método Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO METODO DIRECTO	Nota	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		741.202.592	703.774.769
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		681.607	107.776
Otros cobros por actividades de operación		10.350.834	471.665
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(531.886.492)	(575.567.398)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(51.557.357)	(36.751.318)
Otros pagos por actividades de operación		(9.999.081)	(4.080.437)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones		158.792.103	87.955.057
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(44.834.320)	(11.011.405)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		93.977	528.020
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		114.051.760	77.471.672
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios, clasificados como actividades de inversión		(26.842.351)	(3.467.900)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		-	153.859.973
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		48.441	85.011
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(164.208.493)	(180.549.216)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		(2.675.044)	(120.151.876)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		1.340.388	119.599.628
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		474.727	359.628
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de inversión		-	16.405
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(191.862.332)	(30.248.347)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		597.000.000	500.000.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	6	32.000.000	30.000.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	6	565.000.000	470.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	6	43.918.000	85.197.000
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación	6	(460.542.485)	(545.809.814)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6	(714.647)	(841.331)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6	(42.318.000)	(13.635.986)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(56.935.890)	(33.069.910)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación	6	(24.820.700)	(24.219.606)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		55.586.278	(32.379.647)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(22.224.294)	14.843.678
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		132.835	(1.248.672)
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		(22.091.459)	13.595.006
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del año	6	44.953.087	31.358.081
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año		22.861.628	44.953.087

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio	12
2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas	15
2.1. Principios contables	15
2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	15
2.3. Período cubierto	16
2.4. Bases de preparación	16
2.5. Bases de consolidación	16
2.6. Combinación de negocios	18
2.7. Moneda funcional	18
2.8. Bases de conversión	19
2.9. Compensación de saldos y transacciones	19
2.10. Propiedades, planta y equipo	20
2.11. Activos intangibles	21
2.11.1. Plusvalía comprada	21
2.11.2. Servidumbres	21
2.11.3. Programas informáticos	21
2.11.4. Costos de investigación y desarrollo	22
2.12. Deterioro de los activos no financieros	22
2.13. Arrendamientos	23
2.13.1. Sociedad actúa como arrendatario:	23
2.13.2. Sociedad actúa como arrendador:	24
2.14. Instrumentos financieros	24
2.14.1. Activos Financieros	24
2.14.2. Pasivos financieros	26
2.14.3. Derivados y contabilidad de cobertura	26
2.14.4. Instrumentos de patrimonio	27
2.15. Inventarios	27
2.16. Otros pasivos no financieros	27
2.16.1. Ingresos diferidos	27
2.16.2. Subvenciones estatales	28
2.16.3. Obras en construcción para terceros	28
2.17. Provisiones	28
2.18. Beneficios a los empleados	29
2.19. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	29
2.20. Impuesto a las ganancias	29
2.21. Reconocimiento de ingresos y gastos	30
2.22. Dividendos	31
2.23. Estado de flujos de efectivo	32
2.24. Reclasificaciones	32
2.25. Nuevos pronunciamientos contables	32
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	33
3.1. Generación eléctrica	33
3.2. Transmisión	34
3.3. Distribución	34
3.4. Marco regulatorio	35
3.4.1. Aspectos generales	35
3.4.2. Ley de Transmisión	35
3.4.3. Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local	36
3.4.4. Ley que obliga a solventar el empalme y medidor en caso de fuerza mayor	36
3.4.5. Ley de Generación Residencial	36
3.4.6. Norma Técnica de Distribución	36
3.4.7. Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones	37
3.4.8. Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica	37

3.4.9.	Ley de estabilización transitoria de precios	37
3.4.10.	Ley N° 21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes.....	38
3.4.11.	Resolución Exenta CNE N°176/2020 - Giro Exclusivo	38
3.4.12.	Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19.....	38
3.4.13.	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	38
4.	Política de Gestión de Riesgos	39
4.1.	Riesgo financiero	39
4.1.1.	Tipo de cambio.....	39
4.1.2.	Variación UF	40
4.1.3.	Tasa de interés	41
4.1.4.	Riesgo de liquidez.....	41
4.1.5.	Riesgo de crédito.....	42
4.1.6.	Riesgo COVID-19	43
5.	Juicios y estimaciones de la Administración en la aplicación de las políticas contables claves de las Sociedades.	43
6.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	45
7.	Otros Activos Financieros	46
8.	Deudores Comerciales y Otras Cuentas Por Cobrar.....	47
9.	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	52
9.1.	Accionistas.....	52
9.2.	Saldos y transacciones con entidades relacionadas	52
9.3.	Directorio y personal clave de la gerencia	53
10.	Inventarios.....	54
11.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	55
12.	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	57
13.	Plusvalía	58
14.	Propiedades, Planta y Equipo	60
15.	Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos.....	62
16.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	64
16.1.	Impuesto a la Renta.....	64
16.2.	Impuestos Diferidos.....	65
17.	Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes	66
17.1.	Instrumentos derivados.....	68
18.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar.....	68
19.	Instrumentos financieros	70
19.1.	Instrumentos financieros por categoría	70
19.2.	Valor justo de instrumentos financieros.....	71
20.	Provisiones.....	72
20.1.	Otras provisiones corrientes.....	72
20.2.	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	73
20.3.	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados.....	73
20.4.	Juicios y multas.....	76
20.4.1	Juicios.....	76
20.4.2	Multas	77
21.	Otros pasivos no financieros.....	78
22.	Patrimonio	79
22.1.	Patrimonio neto de la Sociedad.....	79
22.1.1.	Capital suscrito y pagado	79
22.1.2.	Dividendos.....	79
22.1.3.	Otras reservas	79
22.1.4.	Diferencias de conversión	80
22.1.5.	Ganancias Acumuladas	81
22.2.	Gestión de capital.....	81
22.3.	Restricciones a la disposición de fondos	81
22.4.	Patrimonio de participaciones no controladores	82
23.	Ingresos.....	82
24.	Materias Primas y Consumibles Utilizados	84
25.	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	84
26.	Gasto por Depreciación y Amortización	84

27. Ganancia (Pérdida) por deterioro	84
28. Otros Gastos por Naturaleza.....	85
29. Resultados Financieros	85
30. Otras ganancias (pérdidas)	86
31. Información por Segmento	86
32. Medio Ambiente	91
33. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes	92
34. Cauciones Obtenidas de Terceros.....	93
35. Compromisos y Restricciones	93
36. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	101
37. Inversiones contabilizadas usando el método de la participación.....	102
38. Información Adicional sobre Deuda Financiera	103
39. Moneda Extranjera	105
40. Sanciones	106
41. Hechos Posteriores	107

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020

(En miles de pesos chilenos - M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

Inversiones Eléctricas del Sur S.A., en adelante la “Sociedad” o “Eléctricas”, fue constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008 con el nombre de Inversiones SF SpA, con el objeto de realizar toda clase de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, como por ejemplo en acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades y la administración de estas inversiones y sus frutos.

La Sociedad es el vehículo a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers’ Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa. Los sectores en los que participa la Sociedad y sus filiales son distribución, transmisión, transformación, generación y comercialización de energía eléctrica.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1.016, y está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

Las sociedades filiales directas inscritas en el Registro de Valores son: Sociedad Austral de Electricidad S.A. (en adelante “Saesa”), inscrita con el número 1.072 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante “Frontel”), inscrita con el número 1.073.

Las filiales indirectas inscritas en el Registro de Entidades Informantes son: Compañía Eléctrica Osorno S.A. (en adelante “Luz Osorno”), inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (en adelante “Edelaysen”), inscrita con el número 28 y Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (en adelante “SATT”), inscrita con el número 435.

Las Sociedades filiales indirectas no inscritas son Sagesa S.A. (en adelante “Sagesa”), Sociedad Generadora Austral S.A., (en adelante “SGA”), Sistema de Transmisión del Norte S.A. (en adelante “STN”), Sistema de Transmisión del Centro S.A. (en adelante “STC”), Sociedad de Transmisión Austral S.A. (en adelante “STA”), Línea de Transmisión Cabo Leones S.A., Saesa Innova Soluciones SpA, Saesa Gestión y Logística SpA y Tolchén Transmisión SpA.

Dentro de la normativa legal que regula el negocio de las sociedades distribuidoras, la Ley N°21.194 publicada el 21 de diciembre de 2019, considera una rebaja en la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante la “Ley Corta”. De conformidad a las modificaciones incorporadas por la Ley Corta a la Ley General de Servicios Eléctricos, las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica. Dentro de este contexto el Grupo ha realizado una serie de reestructuraciones de empresas, implicando lo siguiente:

Aumento de capital de Sociedad de Transmisión Austral S.A.

Con fecha 28 de diciembre de 2021, la filial Sociedad de Transmisión Austral S.A., STA, realizó un aumento de capital mediante la emisión exclusiva de nuevas acciones Serie B. Dicho aumento de capital fue suscrito y pagado por Inversiones Eléctricas del Sur S.A. mediante el aporte total de las acciones que poseía de Sistema de Transmisión del Sur S.A. (Nueva STS), pasando esta última a ser filial de STA.

Fusión por incorporación de las filiales Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A. en Saesa Transmisión S.A. (Diciembre 2021)

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la filial indirecta Sistema de Transmisión del Sur S.A. (Ex – Saesa Transmisión S.A, Nueva STS) celebrada con fecha 29 de marzo de 2021, se acordó la fusión por incorporación de Frontel Transmisión S.A. (en adelante “Frontel TX”) y Sistema de Transmisión del Sur S.A. (en adelante “Antigua STS”) en Saesa Transmisión S.A. (Nueva STS). La fusión quedaría sujeta al cumplimiento de una serie

de condiciones suspensivas, entre las cuales destaca la inscripción de Nueva STS en el Registro de Valores que lleva la Comisión para el Mercado Financiero, toda vez que absorbería a la Antigua STS, la que es emisor de bonos en el mercado local, para lo cual debe estar inscrita en dicho Registro. La inscripción en el Registro de Valores se realizó con fecha 17 de noviembre de 2021, bajo el número 1200.

De conformidad a lo acordado en las correspondientes Juntas Extraordinarias de Accionistas, la fusión se perfeccionaría el primer día del mes siguiente a aquél en el cual las tres sociedades involucradas en la fusión suscribieran una escritura pública constatando el cumplimiento de las condiciones suspensivas, sin necesidad de otra formalidad. En dicho contexto, con fecha 19 de noviembre de 2021, los apoderados de las sociedades que participaron en la fusión suscribieron una escritura pública de cumplimiento de condiciones, razón por la cual la Fusión tuvo efecto a partir del 1 de diciembre de 2021.

En virtud de lo anterior, con fecha 1 de diciembre de 2021, Saesa Transmisión S.A. se ha convertido en la sucesora y continuadora legal de las sociedades Frontel Tx y la Antigua STS quedando ambas sociedades disueltas de pleno derecho, sin necesidad de efectuar su liquidación, todo conforme lo establecido en el artículo 99 de la Ley N°18.046 y en el artículo 158 del Reglamento de Sociedades Anónimas. Adicionalmente a la efectividad de la fusión, con fecha 1 de diciembre de 2021, Saesa Transmisión S.A. ha pasado a denominarse “Sistema de Transmisión del Sur S.A.” (Nueva STS), manteniendo su rol único tributario número 77.312.201-6, e inscripción en el Registro de Valores bajo el número 1200.

Adquisición “Tolchén Transmisión SpA”

Con fecha 9 de julio de 2021, la filial de la Sociedad, Sociedad de Transmisión Austral S.A., “STA”, adquirió la totalidad de las acciones en que está dividido el capital de la sociedad Tolchén Transmisión SpA, “Tolchén”. El monto total de la operación ascendió a la suma de US\$ 35.926.830, el cual se distribuye entre el pago del precio de las acciones emitidas por Tolchén a Acciona Energía Global, S.L., quien era titular de las mismas, y el pago por cuenta de Tolchén de determinadas deudas que esta mantenía con Acciona Energía Chile S.A. La compra generó Plusvalía e Intangibles, los cuales en encuentran reconocidos en Notas 12 y 13 respectivamente.

División Filiales Distribuidoras (Diciembre 2020)

Mediante distintas resoluciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante el año 2020, dicha autoridad determinó el alcance de la obligación de Giro Exclusivo y contabilidad separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley Corta, estos requerimientos se aplicaron a partir del 1 de enero de 2021, sin perjuicio de que estas resoluciones permiten que aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, debieron ser informadas a la CNE, incluyendo un calendario de planificación para su materialización, hasta el 1 de enero de 2021 con una extensión de plazo al 1 de enero de 2022.

Considerando lo anterior, es que en sesión de Directorio de fecha 12 de agosto de 2020, el Directorio de las sociedades distribuidoras Saesa y Frontel, aprobó el proceso de separación de los activos de transmisión que se encontraban operando dentro de las sociedades, dicha separación se realizó mediante una división corporativa, en virtud del cual los activos y proyectos de transmisión fueron asignados a nuevas sociedades de giro transmisión. En el caso de la filial Saesa, el proceso de división incluyó la participación que esta tenía en la sociedad Antigua STS cuyo giro principal es transmisión.

De esta forma, en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 21 de diciembre de 2020, se acordó la división de Saesa y Frontel, en dos sociedades, creándose Saesa Transmisión S.A. (actualmente “Sistema de Transmisión del Sur S.A.”) y Frontel Transmisión S.A. respectivamente, las que tuvieron efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020.

Constitución filiales Saesa Innova Soluciones SpA y Saesa Gestión y Logística SpA (Septiembre 2020)

Con fecha 1 de septiembre de 2020, se constituyeron las sociedades Saesa Innova Soluciones SPA y Saesa Gestión y Logística SPA, debido a las modificaciones incorporadas por la Ley Corta a la Ley General de Servicios Eléctricos, donde las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

Fusión filiales Inversiones Los Lagos IV Limitada – Sociedad de Transmisión Austral S.A. (Junio 2020)

Con fecha 1 de junio de 2020 la Sociedad Inversiones Los Lagos IV Limitada, se fusionó con Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA) (ambas a la mencionada fecha filiales indirectas de la Sociedad), siendo esta última la continuadora legal. La Sociedad de Transmisión Austral (STA) no está inscrita en el Registro de Valores o Entidades Informantes.

Disolución filial Inversiones Los Ríos Limitada (Junio 2020)

Con fecha 1 de junio de 2020, la Sociedad adquirió para sí el 0,002896% de los derechos sociales de la Sociedad Inversiones Los Ríos Limitada, en la que tenía una inversión directa, con este acto la Sociedad pasó a tener el 100% de los derechos sociales de esta Sociedad, provocando la disolución de Inversiones Los Ríos Limitada.

b) Información del Negocio

Las filiales Saesa, Frontel, Edelaysen y Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

La filial Sagesa S.A. es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diesel de 45 MW y varias centrales diesel con una potencia instalada de 103,9 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CEN-SEN a través de la filial SGA y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

La filial Nueva STS desarrolla principalmente actividades de transmisión en las regiones de Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

La filial STN, cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía, opera un sistema de transmisión dedicada en la Región de Antofagasta cuyo propósito es abastecer los requerimientos de energía y potencia de una empresa minera y permitir la conexión de una central generadora (517 MW) al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La filial STC, tiene el mismo giro de STN. Esta Sociedad construyó el Proyecto Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián-Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez que ésta entre en funcionamiento. STC ha finalizado la construcción de la línea durante el segundo semestre del 2018 realizando su energización con fecha: 25 de agosto de 2018 y posteriormente se procedió a informar al Coordinador Eléctrico Nacional ("CEN") que el Proyecto había comenzado su período de puesta en servicio. Este Proyecto tiene como importante cliente a Hidroeléctrica Ñuble SpA, la que evacuará su energía a través de esta línea conectando con el SEN (Sistema Eléctrico Nacional).

El 27 de agosto de 2020, Eléctrica Puntilla comunicó al Mercado a través de un hecho esencial que el proyecto Central Ñuble de su filial Hidroeléctrica Ñuble SpA ("Hidroñuble") presenta un atraso importante, ratificando el aplazamiento ya informado en Febrero de 2020, previendo su puesta en marcha para el segundo semestre del año 2024.

La filial Cabo Leones, también está en el sistema de Transmisión Dedicada, corresponde a una línea de doble circuito de 220 KV, ubicado en las comunas de Freirina y Vallenar, que tiene por finalidad evacuar la energía eléctrica y potencia de hasta tres proyectos eólicos en construcción, entró en operación en el mes de diciembre de 2017.

La filial SATT está en etapa de construcción de Proyecto Ampliación Nueva Subestación Kimal II, en el Sistema de Transmisión Nacional del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y actualmente también opera algunos activos de Transmisión Nacional y Dedicada en las regiones de Antofagasta y Atacama.

La filial Tolchén cuenta con una línea de transmisión dedicada de doble circuito de 33 km de largo con una capacidad de 233 MVA por circuito y que son utilizados por Parques Eólicos. El primer circuito se extiende desde la Subestación San Gabriel hasta la Subestación Mulchén y el segundo circuito se extiende desde la Subestación Tolpán Sur hasta la Subestación Mulchén. Ambos circuitos se encuentran ubicados en las comunas de Renaico y Mulchén, provincias de Malleco y Bío Bío, pertenecientes a las regiones de la Araucanía y Bío Bío respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los presentes estados financieros consolidados muestran un capital de trabajo negativo principalmente por los montos de cuentas de financiamientos con terceros y partes relacionadas. No obstante, el flujo de caja de las actividades operativas es positivo. El Grupo se encuentra en un importante período de expansión desarrollando varios proyectos (activos a largo plazo) que continuarán hasta alcanzar su Fecha de Operación Comercial (COD) y se está refinanciando la deuda a corto plazo (relacionada con dichos proyectos) a largo plazo. Mientras tanto, los gastos de capital para completar los proyectos seguirán siendo financiados por préstamos de partes relacionadas y de terceros. El Grupo monitorea sus proyecciones de flujo de efectivo de manera continua y cuenta con el compromiso de sus partes relacionadas y matriz para financiar proyectos en curso cuando sea necesario. En base a su evaluación de las perspectivas y viabilidad del Grupo, la Administración (común a las Entidades del Grupo) ha determinado en el momento de aprobar los estados financieros consolidados, que no existen incertidumbres materiales que arrojen dudas sobre el supuesto de Empresa en Marcha del Grupo y que existe una expectativa razonable de que el Grupo cuenta con los recursos adecuados para continuar con su existencia operativa durante al menos doce meses a partir de la fecha de aprobación de los estados financieros consolidados. Por lo tanto, la Administración considera apropiado adoptar el supuesto de empresa en marcha en la preparación de sus estados financieros.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes Estados Financieros Consolidados, se presentan en miles de pesos chilenos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus filiales. Los principios y criterios son aplicados uniformemente por todas las filiales.

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y sus filiales terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"). Para estos fines, las NIIF comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standards Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité de interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF).

Estos Estados Financieros Consolidados han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 30 de marzo de 2022.

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos Estados Financieros Consolidados es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

La preparación de los presentes Estados Financieros Consolidados, requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la Administración sobre los montos reportados, eventos o acciones a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados. Sin embargo, es posible que acontecimientos en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría, conforme a lo establecido en NIC 8, de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes Estados Financieros Consolidados futuros. El detalle de las estimaciones y criterios contables significativos se detallan en la Nota 5.

2.3. Período cubierto

Los presentes Estados Financieros Consolidados comprenden lo siguiente:

- Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificados de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2021 y 2020.
- Estados Consolidados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.
- Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

2.4. Bases de preparación

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y sus filiales han sido preparados bajo el criterio del costo histórico, excepto en el caso de los instrumentos financieros, registrados a valor razonable.

2.5. Bases de consolidación

Los Estados Financieros Consolidados incorporan los estados financieros de la Sociedad y de las entidades controladas por la Sociedad (sus filiales). El control se logra cuando la Sociedad tiene:

- (a) poder sobre la inversión (es decir derechos existentes que le dan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la sociedad participada, es decir, las actividades que afectan de forma significativa a los rendimientos de la participada);
- (b) exposición, o derecho, a rendimientos variables procedentes de su involucramiento en la participada;
y
- (c) capacidad de utilizar su poder sobre la participada para influir en sus rendimientos.

Cuando la Sociedad tiene menos que la mayoría de los derechos a voto de una sociedad participada, tiene el poder sobre la sociedad participada cuando estos derechos a voto son suficientes para darle en la práctica la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la sociedad participada unilateralmente. La Sociedad considera todos los hechos y circunstancias para evaluar si los derechos a voto en una participada son suficientes para darle el poder, incluyendo:

- (a) el número de los derechos de voto que mantiene el inversor en relación con el número y dispersión de los que mantienen otros tenedores de voto;
- (b) los derechos de voto potenciales mantenidos por el inversor, otros tenedores de voto u otras partes;
- (c) derechos que surgen de otros acuerdos contractuales; y
- (d) cualesquiera hechos y circunstancias adicionales que indiquen que el inversor tiene, o no tiene, la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes en el momento en que esas decisiones necesiten tomarse, incluyendo los patrones de conducta de voto en reuniones de accionistas anteriores.

La Sociedad reevaluará si tiene o no control en una participada si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los tres elementos de control mencionados anteriormente.

La consolidación de una filial comenzará desde la fecha en que el inversor obtenga el control de la participada y cesará cuando pierda el control sobre ésta. Específicamente, los ingresos y gastos de una filial adquirida o

venta durante el año, se incluyen en los Estados Consolidados de Resultados Integrales desde la fecha en que la Sociedad obtiene el control hasta la fecha en que la Sociedad deja de controlar la filial.

La ganancia o pérdida de cada componente de otros resultados integrales son atribuidas a los propietarios de la Sociedad y a la participación no controladora, según corresponda. El total de resultados integrales es atribuido a los propietarios de la Sociedad y a las participaciones no controladoras aun cuando el resultado de la participación no controladora tenga un déficit de saldo.

Si una filial utiliza políticas contables diferentes de las adoptadas en los Estados Financieros Consolidados, para transacciones y otros sucesos similares en circunstancias parecidas, se realizarán los ajustes adecuados en los estados financieros de las filiales al elaborar los Estados Financieros Consolidados para asegurar la conformidad con las políticas contables de la Sociedad.

Todos los activos y pasivos, patrimonio, ingresos, gastos y flujos de efectivo relacionados con transacciones entre las entidades del grupo, son eliminados en la consolidación.

El detalle de las sociedades filiales que han sido consolidadas en estos Estados Financieros Consolidados, se presenta a continuación:

RUT	Razón social	Nombre abreviado	País	Moneda funcional	% de Participación			31/12/2020 Total
					31/12/2021			
					Directo	Indirecto	Total	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	Chile	Peso Chileno	0,0000%	93,2373%	93,2373%	93,2373%
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Chile	Peso Chileno	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (Ex-Saesa Tx)	STS	Chile	Peso Chileno	0,0000%	99,8586%	99,8586%	99,9164%
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA	Chile	Dólar Estadounidense	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,8987%
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Chile	Peso Chileno	99,9164%	0,0000%	99,9164%	99,9164%
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Chile	Peso Chileno	99,3737%	0,0000%	99,3737%	99,3737%
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SpA	SGL	Chile	Peso Chileno	100,0000%	0,0000%	100,0000%	100,0000%
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Chile	Peso Chileno	100,0000%	0,0000%	100,0000%	100,0000%
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Antigua STS	Chile	Peso Chileno	0,0000%	0,0000%	0,0000%	100,0000%
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Chile	Dólar Estadounidense	99,9355%	0,0000%	99,9355%	99,9200%
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Chile	Dólar Estadounidense	0,0100%	99,9900%	100,0000%	100,0000%
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	0,0000%

Participaciones no controladoras - Una controladora presentará las participaciones no controladoras en el Estado Consolidado de Situación Financiera, dentro del patrimonio, de forma separada del patrimonio de los propietarios de la controladora.

Los cambios en la participación de la Sociedad en la propiedad de una subsidiaria que no resultan en la pérdida de control sobre las filiales se contabilizan como transacciones de patrimonio. Los importes en libros de la participación de la Sociedad y las participaciones controladoras son ajustados para reflejar el cambio en sus participaciones relativas en las filiales. Cualquier diferencia entre el importe por el cual las participaciones no controladoras son ajustadas y el valor razonable de la consideración pagada o recibida se reconoce directamente en patrimonio y se atribuye a los propietarios de la Sociedad.

Asociadas y negocios conjuntos - Una asociada es una entidad sobre la cual la Sociedad ejerce influencia significativa. Influencia significativa es el poder de participar en las decisiones de políticas financieras y operativas de una inversión, pero no control o control conjunto sobre esas políticas.

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. Control conjunto es el acuerdo contractual

para compartir el control de un acuerdo, que sólo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Los resultados, activos y pasivos de las asociadas y/o negocios conjuntos son incorporados en estos Estados Financieros Consolidados utilizando el método de la participación, excepto cuando la inversión es clasificada como mantenida para la venta, en cuyo caso es contabilizada en conformidad con NIIF 5 en el rubro Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas.

Bajo el método de la participación, las inversiones en asociadas y/o negocios conjuntos son registradas inicialmente al costo, y son ajustadas posteriormente en función de los cambios que experimenta, tras la adquisición, la porción de los activos netos de la asociada que corresponde a la Sociedad, menos cualquier deterioro en el valor de las inversiones individuales.

Si la parte de una Sociedad en las pérdidas de la asociada o negocio conjunto iguala o excede su participación en éstos, la Sociedad dejará de reconocer su participación en las pérdidas adicionales, a no ser que exista el compromiso por parte de la Sociedad de reponer la situación patrimonial de la asociada o negocio conjunto, en cuyo caso, se registra el pasivo correspondiente.

Los dividendos percibidos de estas Sociedades se registran reduciendo el valor del importe en libros de la participación y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a la Sociedad conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

Conversión de Estados Financieros de Sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno

La conversión indicada se realiza del siguiente modo:

- Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados.
- Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
- Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Reservas por conversión" dentro del Patrimonio Neto.

2.6. Combinación de negocios

Las combinaciones de negocios están contabilizadas usando el método de la compra. Esto involucra el reconocimiento de activos identificables (incluyendo activos intangibles anteriormente no reconocidos) y pasivos (incluyendo pasivos contingentes y excluyendo reestructuraciones futuras) del negocio adquirido al valor justo. Si estas combinaciones de negocios implican adquirir el control de una inversión en la cual la Sociedad tenía influencia significativa o control conjunto, dicha participación previa se registra al valor justo reconociendo el efecto en resultados.

2.7. Moneda funcional

La moneda funcional para cada entidad del Grupo se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones en monedas distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se convierten a la tasa de cambio vigente a la fecha de transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la moneda funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno. La moneda funcional de las filiales directas e indirectas se distribuye como sigue:

Sociedad	Nombre abreviado	Moneda funcional
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Peso Chileno
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Peso Chileno
Saesa Gestión y Logística SpA	SGL	Peso Chileno
Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Peso Chileno
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Dólar Estadounidense
Sagesa S.A.	SAGESA	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Dólar Estadounidense
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Dólar Estadounidense
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Dólar Estadounidense
Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	Dólar Estadounidense

Aquellas filiales con moneda funcional distinta a la de la Sociedad se convierten según lo indicado en la Nota 2.5.

2.8. Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza cada Sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el año, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el Estado Consolidado de Resultados Integrales.

Asimismo, al cierre de cada año, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada Sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el Estado Consolidado de Resultados Integrales.

Los activos y pasivos en moneda extranjera y en moneda reajutable (UF), son traducidos a los tipos de cambio a valores vigentes a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados, según el siguiente detalle:

Moneda extranjera y reajutable	Nombre abreviado	31/12/2021	31/12/2020
		\$	\$
Dólar Estadounidense	USD	844,69	710,95
Unidad de Fomento	UF	30.991,74	29.070,33

2.9. Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los Estados Financieros Consolidados no se compensan ni los activos ni los pasivos, ni los ingresos ni los gastos, salvo aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

2.10. Propiedades, planta y equipo

Los bienes de Propiedades, planta y equipo son registrados al costo de adquisición, menos la depreciación acumulada y deterioros acumulados.

Adicionalmente al precio pagado por la adquisición o construcción de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el año de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del Grupo.
- El monto activado y la tasa de capitalización, son los siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 29)	5.290.732	5.157.553
Tasa de capitalización de costos moneda funcional CLP	3,69%	3,17%
Tasa de capitalización de costos moneda funcional USD	3,00%	3,00%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$8.393.497 por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 y a M\$9.323.082 por el año terminado al 31 de diciembre de 2020 (ver nota 25).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus filiales deberán hacer frente, en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y sus filiales revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Todos los bienes de Propiedades, planta y equipo adquiridos con anterioridad a la fecha en que la Sociedad y sus filiales efectuaron su transición a las NIIF, fueron retasados por terceros independientes.

Las obras en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba, cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes corresponden a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar son incorporados como mayor costo del bien. También se incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad y sus filiales, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones o crecimientos) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

El resto de reparaciones y mantenciones que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el resultado del año en que se incurren.

La depreciación es determinada, aplicando el método lineal, sobre el costo de los activos menos su valor residual, entendiéndose que los terrenos sobre los que se encuentran construidos los edificios y otras construcciones tienen una vida útil indefinida y que, por tanto, no son objeto de depreciación.

La Sociedad y sus filiales deprecian sus activos fijos desde el momento en que los bienes están en condiciones de uso.

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan y ajustan periódicamente, si es necesario, ajustando en forma prospectiva, si corresponde.

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

A continuación, se presentan los principales períodos de vida útil utilizados para la depreciación de los activos:

Activo Fijo	Intervalo de Años de Vida Útil Estimada
Edificio	40-80
Plantas y equipos:	
Líneas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
Equipos de tecnología de la información:	
Hardware	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas	10

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, las sociedades tienen concesiones de distribución de electricidad que son otorgadas por la Autoridad Reguladora Chilena y no tienen fecha de expiración, por lo que se consideran de carácter indefinido.

2.11. Activos intangibles

2.11.1. Plusvalía comprada

La plusvalía comprada representa la diferencia entre el costo de adquisición y el valor justo de los activos adquiridos identificables, pasivos y pasivos contingentes de la entidad adquirida. La plusvalía es inicialmente medida al costo y, posteriormente, medida al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en caso de existir.

La plusvalía comprada es revisada anualmente para determinar si existe o no indicadores de deterioro o más frecuentemente, si eventos o cambios en circunstancias que indiquen que el valor libro puede estar deteriorado, según lo indicado en la Nota 2.12.

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

2.11.2. Servidumbres

Estos activos intangibles corresponden a servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, se valorizan a su costo neto de las pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Los activos de vida útil indefinida no se amortizan.

2.11.3. Programas informáticos

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, se valorizan a su costo neto de las amortizaciones y pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

2.11.4. Costos de investigación y desarrollo

Los costos de investigación se reconocen como un gasto en el año en que se incurren. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los criterios de reconocimiento:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros costos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un costo en resultado no se reconocen como un activo en un ejercicio o período posterior.

La Sociedad y sus filiales se encuentran trabajando en la búsqueda de soluciones tecnológicas que le permitan entre otras una interacción remota con sus clientes y equipos de la red a modo de facilitar la gestión energética, calidad del servicio y productos entregados a sus usuarios, además de otros proyectos de ERNC de generación híbrida en Sistemas Aislados.

Respecto a los proyectos descritos anteriormente, la Sociedad y sus filiales no han registrado gastos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados. Adicionalmente se ha incurrido en costos de desarrollo, los que han sido activados por M\$2.439.842 al 31 de diciembre de 2021 y M\$1.549.467 al 31 de diciembre de 2020.

2.12. Deterioro de activos no financieros

En cada fecha de presentación, la Sociedad revisa los valores en libros de su propiedad, planta y equipo y activos intangibles de vida útil definida para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro. Si existe tal indicio, se estima el importe recuperable del activo para determinar el alcance de la pérdida por deterioro (si la hubiere). Cuando el activo no genera flujos de efectivo independientes de otros activos, la Sociedad estima el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo. Cuando se puede identificar una base de asignación razonable y consistente, los activos corporativos también se asignan a unidades generadoras de efectivo individuales o, de lo contrario, se asignan al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo para el cual se puede identificar una base de asignación razonable y consistente.

Los activos intangibles con una vida útil indefinida se someten a pruebas de deterioro al menos una vez al año y siempre que exista un indicio al final del año sobre el que se informa que el activo puede estar deteriorado.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados se descuentan a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual se calculan los flujos de efectivo futuros. no han sido ajustados.

Si se estima que el valor recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) es menor que su valor libro, el valor libro del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su valor recuperable. Una pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados.

Cuando una pérdida por deterioro se reversa posteriormente (como resultado de cualquier evento definido en la NIC 36), el valor libro del activo (o unidad generadora de efectivo) se incrementa a la estimación revisada de su monto recuperable, pero de manera que el valor libro incrementado no exceda el valor libro que se habría determinado si no se hubiera reconocido una pérdida por deterioro para el activo (o unidad generadora de efectivo) en años anteriores. Una reverso de una pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados en la medida en que elimina la pérdida por deterioro que se ha reconocido para el activo en años anteriores.

2.13. Arrendamientos

2.13.1. Sociedad actúa como arrendatario:

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, la Sociedad y sus filiales analizan el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Se considera que existe control si el cliente tiene i) derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos procedentes del uso de un activo identificado; y ii) derecho a dirigir el uso del activo.

Al comienzo del arrendamiento se registra en el Estado Consolidado de Situación Financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

La Sociedad y sus filiales reconocen inicialmente los activos por derecho de uso al costo. El costo de los activos por derecho de uso comprende: i) importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento; ii) los pagos por arrendamiento realizados; iii) los costos directos iniciales incurridos; y iv) la estimación de los costos por desmantelamiento o restauración.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor.

El activo por derecho de uso se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la Sociedad, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden: i) pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar; ii) pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa; iii) garantías de valor residual; iv) precio de ejercicio de una opción de compra; y v) penalizaciones por término del arriendo.

Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Además, el valor en libros del pasivo se vuelve a medir si existe una modificación en los términos del arrendamiento (cambios en el plazo, en el importe de los pagos o en la evaluación de una opción de comprar o cambio en los importes a pagar). El gasto por intereses se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

Los arrendamientos de corto plazo, igual o inferior a un año, o arrendamiento de activos de bajo valor se exceptúan de la aplicación de los criterios de reconocimiento descritos anteriormente, registrando los pagos asociados con el arrendamiento como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

2.13.2. Sociedad actúa como arrendador:

Cuando la Sociedad y sus filiales actúan como arrendador, clasifican al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros.

El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la Sociedad reconoce en su Estado Consolidado de Situación Financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento y el valor actual de cualquier valor residual devengado, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de un modelo que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

2.14. Instrumentos financieros

Los activos y los pasivos financieros se reconocen en el estado de situación financiera de la Sociedad y sus filiales cuando éste pasa a ser parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Los activos y pasivos financieros se miden inicialmente a valor razonable, excepto en el caso de las cuentas por cobrar comerciales que no tienen un componente de financiación significativo y se miden al precio de transacción (Ver nota de ingresos). Los costos de la transacción directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos financieros y pasivos financieros (distintos de los activos financieros y pasivos financieros a valor razonable a través de resultados) se suman o se deducen del valor razonable de los activos financieros o pasivos financieros, según proceda, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos financieros o pasivos financieros a valor razonable a través de ganancias o pérdidas se reconocen inmediatamente en el estado de resultado integrales.

2.14.1. Activos Financieros

Todas las compras o ventas regulares de activos financieros son reconocidas y desreconocidas en base a una fecha comercial. Las compras o ventas regulares son compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de activos dentro del plazo establecido por la regulación o convención en el mercado.

Todos los activos financieros reconocidos se miden posteriormente en su totalidad, ya sea al costo amortizado o al valor razonable, dependiendo de la clasificación de los activos financieros.

a) Clasificación y medición inicial de los activos financieros.

Los criterios de clasificación y medición corresponden a los siguientes:

i. Instrumento de deuda a costo amortizado:

El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener activos financieros para recaudar flujos de efectivo contractuales; y

Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el monto principal pendiente.

ii. Instrumento de deuda a valor razonable con cambios en otros resultados integrales (VRCCORI):

El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto recogiendo flujos de efectivo contractuales como vendiendo los activos financieros; y

Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el importe principal pendiente.

iii. Valor razonable con cambios en resultados integrales (VRCCRI):

Por defecto, todos los demás activos financieros se miden posteriormente a valor razonable con cambios en resultados integrales (VRCCRI).

El Grupo puede elegir irrevocablemente presentar cambios posteriores en el valor razonable de una inversión en acciones en otros resultados integrales si se cumplen ciertos criterios; y

El Grupo puede designar irrevocablemente una inversión de deuda que cumpla con los criterios de costo amortizado o VRCCORI medidos en VRCCRI si al hacerlo se elimina o reduce significativamente un ajuste contable.

b) Medición posterior de los activos financieros

Los activos financieros se miden después de su adquisición basándose en su clasificación de la siguiente manera:

- i. En el caso de los activos financieros inicialmente reconocidos a costo amortizado, se miden utilizando el método de tipo de interés efectivo, que une las futuras recaudaciones de efectivo estimadas durante la vida esperada del activo financiero.
- ii. Los activos financieros reconocidos a valor razonable con cambios en otros ingresos integrales se miden posteriormente a valor razonable. Los ingresos por intereses se calculan utilizando el método de la tasa de interés efectiva, las ganancias y pérdidas por diferencias de tipo de cambio y el deterioro se reconocen en los resultados. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en el estado de resultados integrales. En desreconocimiento, las ganancias y pérdidas acumuladas en otros resultados integrales se reclasifican a los resultados del año.
- iii. En relación con los activos financieros inicialmente reconocidos a valor razonable con cambios en resultados integrales, estos se miden posteriormente a valor razonable. Las ganancias o pérdidas netas, incluidos los intereses o los ingresos por dividendos, se reconocen en el resultado del año. Estos activos financieros se mantienen para su negociación y se adquieren con el fin de venderlos a corto plazo. Los activos financieros de esta categoría se clasifican como otros activos financieros corrientes.

c) Deterioro de activos financieros no derivados

Para las cuentas por cobrar comerciales, cuentas por cobrar por arrendamientos financieros y los activos contractuales, la Sociedad y sus filiales han aplicado el enfoque simplificado de IFRS 9 para medir la pérdida esperada de crédito (ECL).

En virtud de este enfoque simplificado, la Sociedad ha determinado una matriz de provisiones basada en las tasas históricas de incumplimiento de sus clientes, ajustadas por estimaciones prospectivas teniendo en cuenta los factores macroeconómicos más relevantes que afectan las recaudaciones y que han mostrado correlación con las recaudaciones en el pasado. Las variables macroeconómicas se revisan periódicamente. La Sociedad identifica como las principales variables macroeconómicas que afectan a las recaudaciones; el producto interno bruto del país y las regiones donde está presente, las tasas de desempleo nacionales y regionales y las variaciones en el poder adquisitivo de los clientes.

Cuando hay información confiable que indica que la contraparte se encuentra en graves dificultades financieras y no hay perspectivas realistas de recuperación, por ejemplo, cuando la contraparte se ha puesto en liquidación o ha iniciado un procedimiento de quiebra, o en el caso de cuentas por cobrar comerciales, cuando los montos

se hayan considerado incobrables, se registrará un castigo. Antes del castigo, se han ejecutado todos los medios prudenciales de cobro.

Los deudores comerciales son usuarios de los sistemas de transmisión y clientes por distribución asociados a las filiales de distribución de energía.

En relación con los préstamos con partes relacionadas, la Administración no ha reconocido una provisión por incobrables, ya que, los préstamos con partes relacionadas se consideran de bajo riesgo crediticio.

2.14.2. Pasivos financieros

a) Clasificación, medición inicial y posterior del pasivo financiero

Los pasivos financieros se clasifican como (i) a costo amortizado o (ii) a valor razonable con cambios en resultados integrales.

El Grupo mantiene los siguientes pasivos financieros en su estado de cuenta de posición financiera combinada provisional no auditada, clasificados como se describe a continuación:

a) Cuentas por pagar comerciales:

Las obligaciones con los proveedores se reconocen inicialmente a su valor razonable, siendo éste el valor a pagar, y posteriormente se valoran a costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

b) Obligaciones con bancos e instituciones financieras:

Las obligaciones con los bancos y las instituciones financieras se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción.

Posteriormente, se valoran a costo amortizado. Cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (neto de los costos necesarios para obtenerlos) y el valor de reembolso se reconoce en el estado de resultados integrales a lo largo de la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

2.14.3. Derivados y contabilidad de cobertura

Los derivados se contratan para gestionar los riesgos de tipo de cambio, tasas de interés, inflación, etc. a los que la Sociedad y sus filiales pueden estar expuestas.

Las transacciones de derivados se supervisan de forma regular y coherente a lo largo de la vida de los contratos para garantizar que no se produzcan desviaciones significativas de los objetivos definidos, de modo que se siga satisfactoriamente la estrategia adoptada por la Administración. La Sociedad y sus filiales han cumplido los requisitos para la cobertura de flujos de caja de los instrumentos derivados que se hayan suscrito. Además, para cumplir los requisitos establecidos en la norma, se supervisa regularmente la eficacia durante el período de cobertura. La eficacia de las transacciones derivadas se supervisa de forma retrospectiva y prospectiva. Dicha eficacia debe estar dentro de los límites definidos en la NIC 39 (80% - 125%). La parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, según la metodología respectiva, resulta ineficaz se registra en el estado de resultados integrales en ingresos o gastos financieros.

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura - coberturas de flujo de caja

Esta clasificación consiste en designar instrumentos de cobertura para cubrir la exposición a cambios en los flujos de efectivo de un activo, pasivo (como un swap para fijar los pagos de intereses de una deuda a tasa variable), una transacción proyectada muy probable o una proporción de ella, siempre que tales cambios: i) son atribuibles a un riesgo particular; y ii) podrían afectar los resultados futuros.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los instrumentos derivados que se designan y califican como instrumentos de cobertura de flujo de caja es diferida en patrimonio en una reserva de

patrimonio denominada “cobertura de flujo de caja”. Los saldos diferidos en patrimonio se reconocen en beneficios o pérdidas en los mismos períodos en los que la partida cubierta afecta el resultado.

Sin embargo, cuando la operación cubierta prevista resulta en el reconocimiento de un activo no financiero o de un pasivo no financiero, las ganancias y pérdidas diferidas previamente en el patrimonio se transfieren desde el patrimonio y se incluyen en la valoración inicial del costo de ese activo o pasivo.

La contabilidad de cobertura se interrumpe cuando la relación de cobertura se cancela, cuando el instrumento de cobertura caduca o se vende, se termina, o se ejerce, o ya no califica para la contabilidad de cobertura. Cualquier resultado diferido en patrimonio en ese momento se mantiene y se reconoce cuando la transacción esperada es finalmente reconocida en resultados. Cuando ya no se espera que se produzca una transacción esperada, el resultado acumulado que se dirigió se reconoce inmediatamente en resultados.

Derivados implícitos - La Sociedad ha establecido un procedimiento que permite evaluar la existencia de derivados implícitos en contratos financieros y no financieros. En caso de existir un derivado implícito, y si el contrato principal no es un instrumento financiero, el procedimiento determina si las características y riesgos del mismo no están estrechamente relacionados con el contrato principal, en cuyo caso requiere de una contabilización separada. En caso contrario, siendo el contrato principal un activo financiero, no se separa y se evalúa todo el contrato de acuerdo al modelo de negocio y características contractuales de sus flujos de efectivo.

El procedimiento consiste en una caracterización inicial de cada contrato que permite distinguir aquellos en los cuales podría existir un derivado implícito. En tal caso, dicho contrato se somete a un análisis de mayor profundidad determinado si el contrato principal es o no un instrumento financiero. Si producto de esta evaluación se determina que el contrato contiene un derivado implícito que requiera su contabilización separada, éste es valorado y los movimientos en su valor razonable son registrados en la cuenta de resultados integrales, mientras que si no es separable, todo el contrato es sometido al modelo de negocio, y los movimientos en su valor razonable son registrados en estado de resultados integrales.

Al 31 de diciembre de 2021, los análisis realizados indican que no existen derivados implícitos en los contratos de la Sociedad que requieran ser contabilizados separadamente.

2.14.4. Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad sólo tiene emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.15. Inventarios

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o valor neto de realización si éste es inferior.

2.16. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.16.1. Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del Estado Consolidado de Situación Financiera y se imputan a resultados en el rubro “Ingresos de actividades ordinarias” del Estado Consolidado de Resultados Integrales en la medida que se devenga el servicio.

En el rubro “Otros pasivos No financieros No corrientes”, se ha incluido el pago anticipado por contratos de peajes de largo plazo con terceros, por el uso de activos de transmisión zonal, que las filiales de la Sociedad deben construir. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo, se da comienzo al reconocimiento de respectivo ingreso en los resultados de las filiales de la Sociedad con cargo al pasivo registrado como ingreso diferido, en la proporción que corresponda y en el mismo plazo de duración del contrato.

2.16.2. Subvenciones estatales

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad y filiales cumplirán con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor libro al cual se ha contabilizado el activo correspondiente y se reconocen en el Estado Consolidado de Resultados Integrales durante la vida útil del activo depreciable como un menor cargo por depreciación.

2.16.3. Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales. Estas generan al inicio un pasivo y una cuenta por cobrar equivalente. En la medida que se avanza en la construcción de la obra se disminuye el pasivo correspondiente hasta el término de la construcción. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

La Sociedad y sus filiales miden el grado de avance diferenciando según el presupuesto total de la obra (entre mayores o menores a los M\$50.000). Bajo este monto el grado de avance se determina en relación al costo incurrido en el proyecto, por sobre este monto, el avance se medirá de acuerdo a informes técnicos de avance.

Se consideran transacciones similares aquellas obras sobre M\$50.000 por reunir las siguientes características:

- Proyectos de recambio masivo de luminarias en sistema de alumbrado público, licitados a través de Mercado Público, cuyo financiamiento puede provenir tanto del Ministerio de Energía, Gobierno Regional o la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (ACHEE).
- Proyectos relacionados con eficiencia energética, principalmente sistemas fotovoltaicos, licitados a través de mercado público también con financiamiento del ministerio de energía o gobierno regional.
- Proyectos a clientes (preferentemente constructoras) relacionadas con electrificación de loteos tanto aéreos como subterráneos.

2.17. Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los Estados Financieros Consolidados, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la entidad espera desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el Estado Consolidado de Situación Financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad y sus filiales tendrán que desembolsar para cancelar la obligación.

Las estimaciones de las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los Estados Financieros Consolidados, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma.

2.18. Beneficios a los empleados

- Beneficios a los empleados a corto plazo, largo plazo y beneficios por terminación

La Sociedad y sus filiales reconocen el importe de los beneficios que ha de pagar por los servicios prestados como un pasivo, el cual es registrado a su valor nominal mediante el método del devengo y presentado bajo el rubro cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones corrientes por beneficios a los empleados.

Los costos asociados a los beneficios del personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el año, son cargados a resultados en el año que corresponde.

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Esto corresponde al pago de una proporción del sueldo base (0,9) multiplicada por cada año de servicio, siempre y cuando el trabajador tenga más de 10 años de antigüedad.

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el Estado Consolidado de Situación Financiera representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otros resultados integrales del año.

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento (nominal) de 5,50% anual, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

El importe total de los pasivos actuariales devengados al cierre del ejercicio se presenta en el rubro Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.19. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el Estado Consolidado de Situación Financiera adjunto, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso que existieran obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad y de sus filiales, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.20. Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del año, se define como el impuesto corriente de la Sociedad y sus filiales y es el resultado de la aplicación de la tasa de impuestos en la base imponible del año, más la variación de los activos y pasivos de los impuestos diferidos y los créditos por impuestos, tanto para las pérdidas tributarias acumuladas (en la medida en que sea realizable) como para las diferencias temporales deducibles e imponibles.

Las diferencias entre el importe en libros de los activos y pasivos y sus bases tributarias dan lugar a activos y pasivos por impuestos diferidos, que se miden a las tasas de impuesto en las que se espera se apliquen en el año en que se realiza el activo o se liquida el pasivo.

El impuesto a las ganancias y las variaciones en activos y los pasivos por impuestos diferidos no derivados de combinaciones de negocios se reconocen en resultados o patrimonio neto, dependiendo del origen de la partida registrada subyacente que generó el efecto por impuestos.

Activos por impuestos diferidos y los créditos por impuestos sólo se reconocen cuando se considera probable que haya suficientes beneficios fiscales futuros para recuperar las diferencias temporales deducibles y hacer que los créditos fiscales sean realizables.

Los pasivos por impuestos diferidos son generalmente reconocidos para todas las diferencias temporales tributables y los activos por impuestos diferidos son reconocidos en la medida en que es probable que los beneficios imponibles estén disponibles contra los cuales las diferencias temporales deducibles pueden ser utilizadas. Dichos activos y pasivos no se reconocen si la diferencia temporal surge del reconocimiento inicial (distinto de una combinación de negocios) de otros activos y pasivos en una transacción que no afecta ni al beneficio imponible ni al beneficio contable. Además, no se reconoce un pasivo por impuesto diferido si la diferencia temporal surge del reconocimiento inicial de una plusvalía.

La Sociedad se encuentra bajo el “Régimen Parcialmente Integrado”, y su tasa del impuesto a la renta de la primera categoría es 27%.

2.21. Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al término del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.

La sociedad y sus filiales reconocen ingresos de las siguientes fuentes principales:

- Venta de energía
- Transmisión
- Generación y Comercialización
- Ingresos por venta al detalle de productos y servicios
- Ingresos por construcción de obras a terceros
- Ingresos por intereses

La Sociedad y sus filiales reconocen los ingresos cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

(i) Venta de Energía:

Los contratos de la Sociedad y sus filiales con clientes para la venta de energía incluyen una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la energía suministrada sea que esta se encuentre facturada o estimada a la fecha de los presentes Estados Financieros Consolidados. Los ingresos por venta de energía son reconocidos a lo largo del tiempo.

(ii) Transmisión:

Los ingresos por servicios de transmisión de energía eléctrica se registran en base a la facturación efectiva del período de consumo, más una estimación de los servicios suministrados y no facturados a la fecha de cierre del período, en estos contratos existe una obligación de desempeño. Los ingresos por servicios de Transmisión son reconocidos a lo largo del tiempo.

(iii) Generación y Comercialización:

Los ingresos de las ventas de energía eléctrica y potencia, como los ingresos por comercialización de energía eléctrica y potencia se registran sobre la base de entrega física a los distintos clientes, ya sea que

estas se encuentren facturados o estimadas constituyen una obligación de desempeño. Los ingresos por Generación y Comercialización son reconocidos a lo largo del tiempo.

(iv) Ingresos por venta al detalle de productos y servicios:

Los ingresos por venta de productos de hogar, materiales y equipos son reconocidos cuando los riesgos y beneficios significativos de los bienes han sido traspasados al comprador, la obligación de desempeño se satisface cuando se ha traspasado el control del bien al cliente. El traspaso del bien para la venta de productos ocurre en el punto de venta, donde el cliente obtiene físicamente el bien y momento donde también ocurre la facturación. Los ingresos por venta al detalle de productos y servicios son reconocidos en un punto del tiempo.

Los ingresos son medidos al valor razonable del pago recibido, excluyendo descuentos, rebajas e impuestos a la venta.

(v) Ingresos por construcción de obras a terceros: (se miden según lo indicado en Nota 2.16.3).

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales. Estas generan al inicio un pasivo y una cuenta por cobrar equivalente. En la medida que se avanza en la construcción de la obra se disminuye el pasivo correspondiente hasta el término de la construcción. Los ingresos por construcción de obras a terceros son reconocidos a través del tiempo.

(vi) Ingresos por intereses:

Los ingresos por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el ejercicio de devengo correspondiente. Los ingresos por intereses son reconocidos a través del tiempo.

La Sociedad y sus filiales, determinan la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación, si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la Sociedad espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicios al cliente es de un año o menos.

Dado que la Sociedad reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del año sobre el que se informa.

2.22. Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada año en los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas. La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos años.

Para el cálculo de la utilidad líquida distribible la Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado Consolidado de Resultados Integrales. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al resultado del año. Los ajustes de primera adopción a NIIF, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.23. Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de efectivo y efectivo equivalente realizados durante el año, determinados por el método directo. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones:

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiéndose por estos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Son las actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

2.24. Reclasificaciones

Para efectos comparativos, ciertos montos han sido reclasificados en los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2020, principalmente en lo relacionado con traspaso de la provisión de estabilización VAD desde el corriente al no corriente (Ver Nota 8).

2.25. Nuevos pronunciamientos contables

a) Las siguientes Enmiendas a NIIF han sido adoptadas en estos Estados Financieros Consolidados:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Reforma sobre Tasas de Interés de Referencia – Fase 2 (enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2021.
Concesiones de Arrendamientos Relacionadas a COVID-19 más allá del 30 de junio de 2021 (enmiendas a NIIF 16)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de abril de 2021.

La aplicación de las enmiendas no ha tenido un efecto significativo en los resultados reportados en estos Estados Financieros Consolidados, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, los siguientes pronunciamientos habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria.

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 17, Contratos de Seguros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023.

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Clasificación de pasivos como Corriente o No Corriente (enmiendas a NIC 1)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023.
Referencia al Marco Conceptual (enmiendas a NIIF 3)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022.
Propiedad, Planta y Equipo – Ingresos antes del Uso Previsto (enmiendas a NIC 16)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022.
Contratos Onerosos – Costos para Cumplir un Contrato (enmiendas a NIC 37)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022.
Mejoras Anuales a las Normas IFRS, ciclo 2018-2020 (enmiendas a NIIF 1, NIIF 9, NIIF 16 y NIC 41)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022.
Revelación de Políticas Contables (enmiendas a NIC 1 y NIIF - Declaración Práctica 2)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023.
Definición de Estimaciones Contables (enmiendas a NIC 8)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023.
Impuesto Diferido relacionado a Activos y Pasivos que se originan de una Sola Transacción (enmiendas a NIC 12)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023.

La Sociedad y sus filiales se encuentran evaluando el impacto de la adopción de las nuevas normas y enmiendas a las normas.

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

El sector eléctrico chileno contempla las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, las que son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen capacidad de decisión respecto de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto, responsables de la calidad del servicio otorgado en cada segmento, según lo estipule el marco regulatorio del sector.

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional (“CEN”).

En Chile, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cubre la zona entre Arica y Chiloé. Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas las filiales SAGESA y Edelayesen), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden consumos en las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

3.1. Generación eléctrica

La generación eléctrica es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

En los Sistemas Interconectados como el SEN existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

- a) **Mercado de los grandes clientes:** Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Los clientes entre 500 kW y 5 MW pueden optar pertenecer al mercado de clientes libres o regulados y, no pueden cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años.
- b) **Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- c) **Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de precios (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias, el que se establece por un período máximo de contrato de 20 años. Los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre los generadores participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El encargado de realizar estos cálculos es la Gerencia de Mercados del CEN.

En los Sistemas Medianos Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación están en manos de la filial Edelayesen, y Hornopirén y Cochamó cuya operación y explotación está en manos de la filial SAGESA, no hay condiciones de competencia en el mercado de generación. Por tanto, los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado por la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años.

3.2. Transmisión

Los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Nacional, Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, no se puede negar el acceso en caso de que exista capacidad técnica disponible, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes, a excepción de aquellos destinados al suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, en cuyo caso los cargos son regulados.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras es la suma de un ingreso tarifario más un cargo a los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos eficientes asociados a la operación de dichos activos. El peaje puede ser regulado por la Autoridad Regulatoria, determinado en Licitaciones Públicas, o por contratos privados entre las partes.

3.3. Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a todas las redes eléctricas con un voltaje máximo de 23 kV.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural.

Cada cuatro años, la Comisión Nacional de Energía (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de las empresas en áreas típicas utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simula una empresa modelo por cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que basan en las características de una empresa de referencia.

Producto de la ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/2019, cambia la tasa de descuento de los activos modelados de 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el proceso tarifario noviembre 2020 – noviembre 2024 la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.

Todo cliente, tanto regulado como libre, debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios:

a) *Ventas a Clientes Regulados*

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de un precio de nudo, cargo por Transmisión y el VAD.

El Precio de Nudo refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad. Este precio es definido semestralmente, en enero y julio, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio.

Producto de la publicación de la Ley N°21.185 el 02/11/2019 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, los precios que las distribuidoras pueden traspasar a sus clientes regulados corresponde a los contenidos en el decreto MEN 20T/2018 correspondientes a los valores de enero 2019, denominado Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC). Este valor se ajusta por IPC a contar del segundo semestre de 2021 y permanecerá como techo hasta el 2025. Debido a que los contratos de suministro con entrada en operación dentro del período

tienen valores inferiores al PEC, los saldos se irán incorporando a medida que el precio promedio de compra sea inferior al PEC. Las empresas generadoras asumen el costo financiero de este mecanismo.

Los cargos de transmisión los calcula la CNE en base al valor de los activos de transmisión y una demanda proyectada.

Finalmente, la tarifa incluye el VAD, que refleja el costo de capital de los activos de distribución de una empresa modelo, los costos variables de administración, mantenimiento y operación eficientes, los costos fijos por facturación y atención de clientes, y las pérdidas eficientes.

b) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador (que puede ser o no la distribuidora) y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado que incluye el pago por el uso de las redes de distribución a las que se conecten (VAD).

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público ("SSAA"), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo en poste a empresas de telecomunicaciones y cargo por pago fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, llamada Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha Ley.

Desde su publicación se han realizado múltiples modificaciones a la Ley que tuvieron un positivo impacto en el sector incentivando el nivel de inversión y regulando el proceso de obtención de contratos de compra de energía por parte de las distribuidoras para satisfacer el consumo. A continuación, se listan las últimas modificaciones realizadas.

3.4.2. Ley de Transmisión

El 20 de julio de 2016, se publicó en el Diario Oficial la nueva Ley de Transmisión (Ley N° 20.936) que establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Los principales cambios realizados por esta Ley son:

- a) Definición funcional de la transmisión: El "sistema de transmisión o de transporte de electricidad" es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución.
- b) Remuneración: será a través de cargos únicos que asegurarán la recuperación de la inversión y de los costos de administración, operación y mantenimiento eficientes y reconocidos en los decretos tarifarios. Se elimina la actual volatilidad ante variaciones del consumo eléctrico. El valor reconocido para el bienio 2018-2019 de las instalaciones de transmisión existentes se fijó a través del Decreto Supremo MEN 6T/2018. A contar de enero 2018, asegura los ingresos del decreto y elimina la dependencia de la demanda. Se encuentra en curso el proceso de fijación del Valor Agregado de Transmisión por Tramo (VATT) para el período 2020-2023.

- c) Acceso abierto total a instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda.
- d) Cambio en las tasas de descuento utilizada para remunerar los costos de las instalaciones desde una tasa fija anual de 10% antes de impuestos a una tasa que considere el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas en relación al mercado, la tasa libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado, con un piso de 7% después de impuestos.
- e) Estudios de Franjas: el Estado podrá establecer que determinados proyectos de obras nuevas puedan utilizar este mecanismo, el cual consiste en entregar al adjudicado una franja preliminar con la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, debiendo el adjudicado desarrollar el trazado específico dentro de la franja preliminar y obtener la Resolución de Calificación Ambiental correspondiente del proyecto. Posteriormente se imponen las servidumbres por decreto, por razones de utilidad pública. Respecto a la negociación y pago de servidumbres, se mantienen los mismos mecanismos actuales.

3.4.3. Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

El 15 de junio del 2016, se aprobó la Ley de Equidad Tarifaria (Ley N° 20.928, que establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos) cuyo fin es introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas, entre otros:

- a) Reconocimiento de la Generación Local (RGL): Se establece un descuento en el componente de energía de todas las tarifas reguladas de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación. Así se entrega una señal de costos asociados al suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.
- b) Equidad Tarifaria Residencial (ETR): Establece que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida es financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

3.4.4. Ley que obliga a solventar el empalme y medidor en caso de fuerza mayor

La Ley N°21.076 publicada el 27 de febrero de 2018 impone a la empresa distribuidora la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de instalaciones por fuerza mayor, debiendo incorporarse en las fórmulas tarifarias la remuneración de estas instalaciones.

3.4.5. Ley de Generación Residencial

El 17 de noviembre de 2018, se publicó la Ley N° 21.118, que modifica la LGSE con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales.

3.4.6. Norma Técnica de Distribución

Con fecha 18 de diciembre de 2017, se publicó la Norma técnica de calidad de servicio en distribución (NTCS-Dx), la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, a partir de fines de septiembre de 2018, producto de la publicación del decreto tarifario MEN 5T/2018, se da inicio al período de implementación gradual de las exigencias establecidas en la nueva Norma técnica.

Dentro de los nuevos estándares, la norma técnica define la exigencia de instalar medición inteligente a los clientes finales. Producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29/04/19) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto sería ser devuelto por la empresa. A contar del 26 de agosto de 2019 comenzó la devolución de los montos involucrados.

Una nueva versión de la NTCS-Dx fue publicada el 10.12.19 mediante RE CNE N°763-19, perfeccionando algunos puntos de la norma publicada el 2017.

3.4.7. Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones

El 20 de agosto de 2019 se publicó la Ley N°21.172, modificando la Ley General de Telecomunicaciones. En ella, regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas cuando caigan en desuso, estableciendo un tiempo máximo de retiro. En caso de que no lo hagan en plazo, el municipio es responsable de ello, sancionando a la empresa propietaria.

3.4.8. Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

La Ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/19 generó grandes cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución.

Los principales cambios son:

- a) Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el proceso tarifario noviembre 2020 – noviembre 2024 la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.
- b) Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el proceso tarifario en curso se determinaron 6 áreas para las cooperativas.
- c) Bases técnicas del proceso de tarificación pueden ser observadas y discrepadas en el Panel de Expertos.
- d) Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por representantes de las distribuidoras, 2 del Ministerio, 2 de CNE, dejando atrás la elaboración de 2 estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados 2/3 CNE y 1/3 empresas.
- e) Luego del estudio, la CNE publica un informe técnico preliminar que puede ser observado y discrepado en el Panel de Expertos.
- f) Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% +4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida. La vida útil utilizada para el chequeo de rentabilidad es la de la empresa modelo.
- g) Mayor participación ciudadana en todo el proceso.
- h) Las empresas concesionarias deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

Se encuentra en curso el primer proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución bajo esta nueva Ley, que fijará las tarifas para el período noviembre 2020 – noviembre 2024.

3.4.9. Ley de estabilización transitoria de precios

La ley N°21.185 del Ministerio de Energía publicada en el Diario Oficial el 02 de noviembre de 2019, crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 30/06/2021. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron ser producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda a cargo de las generadoras se espera que se saldarán con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31/12/2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

3.4.10. Ley N° 21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes

Publicada el 12/01/2021 en el Diario Oficial, sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes. Establece la necesidad de asegurarles suministro continuo y el descuento del consumo de los equipos a los que se conecten de forma continua o transitoria y que requieren para compensar la pérdida de una función fundamental del cuerpo y sin la cual estarían en riesgo vital o de secuela funcional severa grave. Sin embargo, las disposiciones de esta Ley entrarán en vigencia una vez que se dicte el reglamento expedido por el Ministerio de Energía.

3.4.11. Resolución Exenta CNE N°176/2020 - Giro Exclusivo

La Resolución determina el sentido y alcance de la obligación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de tener giro exclusivo de distribución energía eléctrica, que fuera impuesto en la Ley N°21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante la “Ley”.

De acuerdo con la Ley y la Resolución, las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Eléctrico Nacional deberán constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y sólo podrán ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución, en conformidad con las exigencias establecidas en dichos cuerpos normativos. Estas exigencias se aplicarán a contar del 1 de enero de 2021. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas justificadamente a la CNE, incluyendo un calendario de planificación, indicando los plazos de cumplimiento de las exigencias respectivas, que en ningún caso podrán exceder del 1 de enero de 2022. La Sociedad tiene ya implementadas estas exigencias.

3.4.12. Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley N°21.249 que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. En ella, se establece que durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables.

Además, se establece que las deudas que contraigan dichos usuarios con las empresas entre el 18 de marzo de 2020 hasta los 90 días posteriores a la publicación de la Ley, se prorratearán en un número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el cliente, hasta un máximo de 12, y el comienzo de su cobro se postergará hasta la primera facturación que ocurra una vez que hayan transcurrido los 90 días, sin multas, intereses ni gastos asociados.

Fue modificada por la Ley N°21.340, publicada el 22 de mayo de 2021, que extiende los beneficios hasta el 31 de diciembre de 2021 y la cantidad de cuotas hasta 48.

3.4.13. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

La industria eléctrica nacional está regulada fundamentalmente por organismos estatales, dentro de los que destacan la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, cuyas funciones corresponden a labores de tipo fiscalizadora, reguladora y coordinadora.

- a) **Comisión Nacional de Energía (“CNE”)**: Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan discrepancias entre los miembros del CEN o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”)**: Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.

c) **Ministerio de Energía:** Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y transmisión zonal y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

d) **Coordinador Eléctrico Nacional:** Institución creada en la Ley de Transmisión, quién tiene las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio;
- Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema;
- Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

4. Política de Gestión de Riesgos

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad y sus filiales, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

Los principales riesgos a los cuales está expuesto la Sociedad y sus filiales son los siguientes:

4.1. Riesgo financiero

Los flujos del Grupo, que se generan principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo. El negocio de transmisión tiene una estructura tarifaria que incorpora los costos denominados en los mercados internacionales y locales y los efectos asociados del tipo de cambio o IPC, cuando corresponda.

El Área de Administración y Finanzas de la Sociedad, históricamente ha estado a cargo de identificar y responder a los riesgos financieros a través de medidas de mitigación propuestas a la Administración y/o al respectivo Directorio.

La gestión de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de forma que se mantenga un equilibrio entre los flujos de efectivo de las actividades de explotación y las necesidades de pago de los pasivos financieros. La Sociedad mantenía, al 31 de diciembre de 2021, efectivo y equivalentes de efectivo por M\$ 22.861.628. La deuda total ascendió a M\$ 925.383.070. Del total de préstamos, el 71,5% es reembolsable en un año (relacionado con deuda bancaria) y el 92,9% de los préstamos son reembolsables después de más de 5 años (relacionados con bonos).

4.1.1. Tipo de cambio

Las transacciones de la Sociedad están denominadas en dólares estadounidenses y pesos chilenos.

La Sociedad realiza una revisión de sus activos y pasivos financieros y el impacto potencial de las variaciones en el tipo de cambio. Si el impacto pudiera ser significativo, la Sociedad puede contratar derivados para reducir los efectos de estos impactos en línea con su estrategia de cobertura.

La Sociedad y sus filiales realizan también operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares estadounidenses. En caso de que estas operaciones, así como operaciones de financiamiento u otros flujos de caja importantes puedan afectar los resultados de la Sociedad y sus filiales, se evalúa la contratación de instrumentos derivados con el fin de realizar la cobertura en algunos de estos casos.

Aquellas filiales que mantienen su moneda funcional peso están expuestas a variaciones de tipo de cambio de dólar estadounidense a través de sus ingresos, dada la indexación en esta moneda para su tarificación mensual. Adicionalmente, estas filiales están expuestas a variaciones de tipo de cambio en ciertos egresos en moneda extranjera, principalmente dólar estadounidense.

Para mitigar estos riesgos de tipo de cambio, es que las filiales Saesa, Frontel y STS durante el primer semestre de 2021 han tomado coberturas de tipo de cambio a través de instrumentos derivados Forwards para mitigar variaciones tanto en sus ingresos como egresos.

Las filiales SAGESA S.A., SGA, STN, SATT, Cabo Leones, STC, STA y Tolchén, tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados del Grupo son de un 15,4%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Así mismo, la Sociedad y la filial Saesa mantienen préstamos en cuenta corriente por cobrar en dólares estadounidenses con sus filiales STC, STN y SATT por un monto de US\$171.143.164 (equivalente a M\$144.562.919) (US\$156.626.369, equivalente a M\$111.353.517 a diciembre de 2020), para la construcción de sus activos.

4.1.1.1. Análisis de Sensibilidad

A continuación se muestra un cuadro comparativo para los años 2021 y 2020 con el análisis de sensibilidad con el impacto en resultados por las cuentas monetarias de balances en moneda distinta de su moneda funcional (dólar estadounidense), de Sagesa S.A., SGA, STN, STC, SATT y Cabo Leones S.A., ante una variación positiva o negativa de \$10 en el tipo de cambio:

Sociedad	Situación de balance	Sensibilidad Variación en T/C (±)	31/12/2021		31/12/2020	
			Abono / (Cargo)		Abono / (Cargo)	
			Apreciación del \$	Devaluación del \$	Apreciación del \$	Devaluación del \$
			MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Sagesa S.A.	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	170.888	(170.888)	63.994	(63.994)
Sociedad Generadora Austral S.A.	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	78.477	(78.477)	29.859	(29.859)
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	144.982	(144.982)	86.033	(86.033)
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	94.818	(94.818)	63.212	(63.212)
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	18.458	(18.458)	7.228	(7.228)
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	55.931	(55.931)	-	-
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	-	-	(40.455)	40.455
Totales			563.554	(563.554)	209.871	(209.871)

También para los años 2021 y 2020 se muestra una sensibilización del impacto en resultados en la Sociedad, del préstamo en cuenta corriente en dólares que mantienen las filiales STC, STN y SATT con la Sociedad y su filial Saesa, ante una variación positiva o negativa de \$10 en el tipo de cambio:

Sociedad	Deudor - Cuenta Corriente	Sensibilidad Variación en T/C (±)	31/12/2021		31/12/2020	
			Abono / (Cargo)		Abono / (Cargo)	
			Apreciación del \$	Devaluación del \$	Apreciación del \$	Devaluación del \$
			MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
SAESA	STN	\$10	-	-	(38.649)	38.649
SAESA	SATT	\$10	(69.851)	69.851	(36.453)	36.453
ELECTRICAS	STN	\$10	(274.866)	274.866	(279.289)	279.289
ELECTRICAS	STC	\$10	(399.517)	399.517	(480.791)	480.791
ELECTRICAS	SATT	\$10	(967.198)	967.198	(731.082)	731.082
Totales			(1.711.432)	1.711.432	(1.566.264)	1.566.264

4.1.2. Variación UF

La mayoría de los ingresos de la Sociedad corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Con respecto a los ingresos brutos del Grupo, el 63,1% está denominado en pesos chilenos que están indexados al IPC (local). Las tarifas se establecen teniendo en cuenta, en su caso,

los tipos de cambio (es decir, cuando los suministros se adquieren principalmente en una moneda particular) y el IPC en los Estados Unidos o en otros países. Adicionalmente, los efectos de la indexación a la inflación local también se incorporan a la tarifa asociada o, en el caso de clientes libres, los contratos pueden estar denominados en unidades de fomento.

4.1.2.1. Análisis de Sensibilidad

La Sociedad y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el año de cierre de estos Estados Financieros, con respecto de la variación real de la UF.

El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$ 3.486.571 al 31 de diciembre de 2021.

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para los años 2021 y 2020:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera Reajutable		Variación % aumento UF	Efecto en Resultados	
	31/12/2021	31/12/2020		31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$		M\$	M\$
Deuda en UF (bonos)	705.275.796	667.018.381	0,5%	3.486.571	3.332.398

4.1.3. Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2021, Sociedad mantiene el 100% de la deuda financiera asociada a una tasa de interés fija.

4.1.4. Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, deuda tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, manteniendo siempre estructuras estables y asegurando la optimización del uso de los productos más adecuados en el mercado. Al 31 de diciembre de 2021, el 86% de la deuda del Grupo está estructurada con vencimientos de largo plazo, con servicio de deuda anual y/o semestral (principalmente intereses) menores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, para no tener riesgos de refinanciación a corto o largo plazo.

A continuación, se muestra el perfil de vencimientos de capital e interés a diciembre de 2021 y 2020:

Capital e intereses	31/12/2021								Totales
	Corrientes		No corrientes						
	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	3.437.525	21.267.027	33.058.073	44.157.599	33.608.073	35.929.191	363.365.770	455.517.900	990.341.158
Préstamos bancarios	150.951.292	636.008	863.508	62.660.647	-	-	-	-	215.111.455
Arrendamientos financieros	448.953	470.322	596.601	520.568	262.982	64.376	1.243.782	-	3.607.584
Totales	154.837.770	22.373.357	34.518.182	107.338.814	33.871.055	35.993.567	364.609.552	455.517.900	1.209.060.197
Porcentualidad	12,81%	1,85%	2,85%	8,88%	2,80%	2,98%	30,16%	37,68%	100,00%

Capital e intereses	31/12/2020								Totales
	Corrientes		No corrientes						
	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	1.903.031	24.169.116	23.172.934	29.624.161	29.284.384	31.566.422	233.215.296	582.079.305	955.014.649
Préstamos bancarios	45.258.204	223.750	458.750	455.000	30.456.250	-	-	-	76.851.954
Arrendamientos financieros	327.660	532.819	600.012	542.384	479.384	239.198	1.124.597	-	3.846.054
Totales	47.488.895	24.925.685	24.231.696	30.621.545	60.220.018	31.805.620	234.339.893	582.079.305	1.035.712.657
Porcentualidad	4,59%	2,41%	2,34%	2,96%	5,81%	3,07%	22,63%	56,20%	100,00%

El riesgo de tasa de interés actualmente se considera bajo dado que toda la deuda es a tasas fijas y, como se indica en la tabla anterior, los intereses y el capital a pagar son a largo plazo.

La Sociedad realiza una administración de caja conjunta con la matriz final Inversiones Grupo Saesa Limitada que a través de sus excedentes, o a través de distintos instrumentos de deuda en el mercado financiero, financia nuevas inversiones en proyectos de transporte del Grupo con préstamos intercompañía y estos son pagados por la filial con los flujos generados por estas inversiones o con financiamiento de terceros, en la medida en que las condiciones son favorables.

4.1.5. Riesgo de crédito

La Sociedad y sus filiales están expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras. Sus políticas tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo.

El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, tal como se menciona en la Nota 8 a) y b) es gestionado a través de las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que dan este servicio.

Debido a la pandemia del COVID-19, y las distintas medidas tomadas por el Gobierno y las empresas, se ha suspendido temporalmente la capacidad de las empresas de cortar el suministro por deuda para clientes con vulnerabilidad, pero no la condonación de esta. Lo anterior, se ha traducido en un aumento de los niveles de morosidad y crédito otorgados a los clientes, los que deberán ser regularizados una vez normalizada la contingencia a través del cobro normal de esta o de la repactación en cuotas y se podrán aplicar las herramientas de cobro habituales (corte de suministro).

Al cierre de diciembre 2021 se está discutiendo a nivel de Gobierno una prórroga de la Ley N°21.249 en el sentido de la extensión del plazo de no corte del suministro eléctrico hasta el 31 de diciembre de 2022, mantener el prorrateo de las deudas de electricidad contraídas hasta en 48 cuotas sin intereses y además la entrega de subsidios a los clientes con vulnerabilidad y condonación de la deuda contraída, la cual en un porcentaje deberá ser asumida por la empresa prestadora del servicio.

En virtud de lo anterior, la Sociedad y sus filiales han registrado al 31 de diciembre de 2021 una provisión de deterioro por M\$4.307.389, considerando los efectos antes descritos en relación a los futuros convenios contraídos y el saldo de la deuda que deberá asumir la Sociedad (Ver Nota 8).

También la Sociedad y sus filiales realizan otro tipo de ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como: a) venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y b) construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades). Respecto de la letra a), la política establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica.

En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

Mayor información se encuentra en Nota 8 de Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

En el siguiente cuadro comparativo al 31 de diciembre de 2021 y 2020, se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas:

Conceptos	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	668.389.690	601.056.128
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses) (*)	10.819.655	8.084.118
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	1,62%	1,34%

(*) Los Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas ascendieron a M\$ 10.819.655 al 31 de diciembre de 2021 (últimos 12 meses), aumentando un 34% respecto al monto registrado en el año 2020 (M\$ 8.084.118).

Con respecto al segmento de transmisión, el cumplimiento de pago de las empresas que utilizan las redes de transmisión es supervisado por el Coordinador Eléctrico Nacional, en caso de falta de pago, el Coordinador puede suspender al operador. En el caso de contratos no regulados, los clientes pagan puntualmente ya que la suspensión de la transmisión afectaría su capacidad de entregar electricidad.

Las inversiones de los excedentes de caja se realizan en instituciones financieras nacionales con muy alta calificación de riesgo de calidad crediticia, con límites establecidos para cada entidad y únicamente en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla realizar una inversión con el fin de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

4.1.6. Riesgo COVID-19

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud caracterizó el brote de una cepa del nuevo coronavirus ("COVID-19") como una pandemia que ha resultado en una serie de medidas de salud pública y emergencia que se han puesto en marcha para combatir la propagación del virus. Hasta la fecha, las autoridades y sus instituciones han estado tomando una serie de medidas para mitigar los efectos de esta pandemia, tanto desde el punto de vista sanitario, así como los efectos que puede ocasionar en la economía del país, por lo anterior, el 18 de marzo de 2020 fue decretado el Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe, el que fue extendido hasta el 31 de diciembre de 2021.

En este contexto, la Sociedad y sus filiales han implementado diversos planes de acción para enfrentar esta pandemia, los cuales abarcan aspectos de protección de la salud de los colaboradores, aseguramiento de la continuidad operacional y cumplimiento de lo establecido con clientes, seguimiento de morosidad por tipo de deudores y cartera y análisis de futuros requerimientos de capital y liquidez.

Para la Sociedad y sus filiales, la prioridad ha sido mantener la continuidad operacional y del suministro según los estándares requeridos por la normativa vigente cuidando de sus trabajadores y contratistas y clientes, ante los posibles efectos del brote de COVID-19, considerando las medidas gubernamentales que se están tomando para reducir su propagación.

- **Plan de continuidad operacional:** se ha establecido que todos los colaboradores de la Sociedad que puedan realizar trabajo de manera remota desde sus hogares de acuerdo a la naturaleza de sus responsabilidades lo puedan hacer. Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad se encuentra analizando un plan de retorno flexible y semipresencial para sus trabajadores, el cual estará sujeto a la evolución de la pandemia y las medidas adoptadas por la autoridad sanitaria pertinente.
- **Protección de salud de los colaboradores:** Implementación de protocolos sanitarios para aquellos trabajadores que deban realizar su trabajo en terreno, tanto en actividades de operación y mantenimiento, construcción y atención de público, además de contar con kits de seguridad basados en las recomendaciones de las autoridades sanitarias competentes. Esto ha permitido mantener los estándares de operación del sistema eléctrico (según lo requerido por Ley, ya que como empresa de servicio público no se puede dejar de prestar el servicio), así como evitar retrasos mayores en la construcción de obras que atenderán el crecimiento futuro del consumo.

5. Juicios y estimaciones de la Administración en la aplicación de las políticas contables claves de las Sociedades.

La Administración de la Sociedad y sus filiales es responsable de la información contenida en estos Estados Financieros Consolidados.

La preparación de los Estados Financieros Consolidados requiere el uso de ciertos juicios, estimaciones y supuestos por parte de la Administración que afectan a los montos declarados de ingresos, gastos, activos y pasivos, las revelaciones que los acompañan, y la revelación de pasivos contingentes en la fecha de los estados financieros. Las estimaciones y los supuestos se evalúan continuamente y se basan en la experiencia de la

administración y otros factores, incluidas las expectativas de acontecimientos futuros que se consideran razonables en esas circunstancias. La incertidumbre acerca de estos supuestos y estimaciones podría dar lugar a resultados que requieren un ajuste material a los valores libros de los activos o pasivos afectados en períodos futuros.

Los siguientes son los juicios, estimaciones y supuestos significativos utilizados por la Administración en la preparación de estos Estados Financieros Consolidados:

- a) **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los elementos propiedad, planta y equipo que se utilizan para calcular su depreciación, se determina sobre la base de estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Además, estos estudios se utilizan para nuevas adquisiciones de propiedad, planta y equipos, o cuando existen indicadores de que deben cambiarse las vidas útiles de estos activos.

Estos cálculos requieren el uso de estimaciones y supuestos tales como el cambio tecnológico y el plazo previsto de disponibilidad operacional de los activos de transmisión. Los cambios en las estimaciones se tienen en cuenta de manera prospectiva.

- b) **Deterioro de activos:** El Grupo revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si existe algún indicador de que el valor libro no es recuperable. Si existe tal indicador, se estima el valor recuperable del activo para determinar la extensión del deterioro. En la evaluación del deterioro, los activos que no generan flujo de caja independiente se agrupan en una Unidad Generadora de Efectivo ("CGU") a la que pertenece el activo. El valor recuperable de estos activos o CGU, se mide como el mayor valor entre su valor razonable (el valor en uso) y su valor libro.

Estas evaluaciones requieren el uso de estimaciones y suposiciones tales como:

- Ingresos por distribución y peajes de transmisión: El valor de los ingresos por distribución y peajes de transmisión (de los Sistemas de Transmisión Regulados y No Regulados de la Sociedad) de conformidad con los decretos tarifarios vigentes (o contratos existentes) y el posible impacto de la regulación.
 - Inversiones en propiedad, planta y equipo: Los requisitos de las nuevas instalaciones para absorber la demanda, así como los requerimientos regulatorios (ejemplo: Inversión por Norma Técnica) se consideran en estas proyecciones. El Plan de Inversiones se actualiza periódicamente para hacer frente al crecimiento del negocio.
 - Costos fijos: Los costos fijos se proyectan teniendo en cuenta la base actual, el crecimiento de las ventas, los clientes y las inversiones. Tanto en relación con la dotación de personal (considerando los ajustes salariales y del IPC chileno), como con otros costos de operación y mantenimiento, y el nivel de inflación proyectado.
 - Variables macroeconómicas: Las variables macroeconómicas (inflación, tipo de cambio, entre otras) necesarias para proyectar los flujos (tasas de ventas y costos) se obtienen de informes de terceros.
- c) **Ingresos y costos operativos:** El Grupo considera como ingresos, además de los servicios facturados en el año, una estimación de los servicios prestados en espera de facturación al final del año, considerando que la medición se realiza durante el mes de acuerdo con un programa de medición. Además, los costos asociados con tales ingresos se han incluido debidamente como costos de operación. También se considera como parte de los ingresos y costos de la operación, la estimación de ciertas cantidades del Sistema Eléctrico (entre otras, compra y venta de energía y cobro de peajes) que permiten la liquidación entre las diferentes empresas del Sistema por los servicios ya prestados. Estas acumulaciones se invertirán una vez que las liquidaciones finales sean emitidas por el regulador responsable y registradas en el libro mayor.
- d) **Deterioro de deudores y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que han establecido porcentajes de provisión según las pérdidas crediticias esperadas y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.

- e) **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad y a sus filiales, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.

- f) **Litigios y contingencias:** El costo final de los reclamos y demandas puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las regulaciones, opiniones y evaluaciones finales de la cantidad de daños. Por lo tanto, cualquier cambio en las circunstancias podría tener un efecto significativo en el monto de la provisión registrada.

6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

- a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Efectivo en caja	4.106.048	4.416.509
Saldo en bancos	4.207.183	8.050.584
Otros instrumentos de renta fija	14.548.397	32.485.994
Total Efectivo y equivalentes al efectivo	22.861.628	44.953.087

- b) El detalle de los Otros instrumentos de renta fija, es el siguiente:

Razón social	Nombre abreviado	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Moneda	Clasificación de riesgo	Monto inversión	
						31/12/2021	31/12/2020
						M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Itaú Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	1.435.308	585.012
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	BCI Asset Management Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	3.635.801	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Banchile Corredores de Bolsa S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	-	7.831.818
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	3.635.071	3.510.048
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Itaú Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	2.206.241	7.627.595
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Santander Asset Management S.A. AGF	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	-	7.831.767
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	USD	AA+fm/M1(c)	-	1.426.136
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	USD	AA+fm/M1(c)	-	2.846.191
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	1.026.314	-
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	498.133	-
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	-	175.190
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	697.227	-
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	-	255.229
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	567.121	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SAIT	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	584.125	-
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	263.056	-
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	-	397.008
Total Otros instrumentos de renta fija						14.548.397	32.485.994

Los Otros Instrumentos de renta fija corresponden a una cartera de instrumentos, tales como, fondos mutuos, con vencimiento inferior a tres meses desde la fecha de la inversión, que son tomados por la Sociedad y sus filiales de manera de maximizar los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la Administración.

Estos instrumentos, se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en

su valor. Todos los tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones y no están sujetos a restricciones.

c) El detalle por tipo de moneda del efectivo y equivalentes de efectivo, es el siguiente:

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	21.403.818	40.372.521
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	1.457.810	4.580.566
Total Detalle por tipo de moneda		22.861.628	44.953.087

d) Las siguientes tablas detallan los cambios en los pasivos que se originan de actividades de financiamiento de la Sociedad y de sus filiales, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	31/12/2020	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo					31/12/2021
		Reembolo de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Nuevos arrendamientos financieros	Traspasos	Amortización	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Préstamos a corto plazo	45.187.908	(455.000.000)	(1.793.153)	565.000.000	-	-	2.013.801	-	-	-	-	155.408.556
Préstamos a largo plazo	30.000.000	-	-	32.000.000	-	-	-	-	-	-	-	62.000.000
Arrendamientos financieros corrientes	860.479	-	(2.090)	-	-	-	160.587	68.964	226.104	(394.769)	-	919.275
Arrendamientos financieros no corrientes	2.985.575	-	(99.230)	-	-	(714.647)	2.863	281.691	1.397.812	(1.165.755)	-	2.688.309
Bonos	669.189.285	(5.542.485)	(21.114.337)	-	-	-	21.166.591	44.131.273	-	-	144.187	707.974.514
Préstamos en cuenta corriente, corrientes	109.260	-	(1.811.890)	-	-	-	2.073.814	-	-	-	-	371.184
Préstamos en cuenta corriente, no corrientes	101.506.327	(42.318.000)	-	-	43.918.000	-	-	-	-	2	-	103.106.329
Totales	849.838.834	(502.860.485)	(24.820.700)	597.000.000	43.918.000	(714.647)	25.417.656	44.481.928	1.623.916	(1.560.522)	144.187	1.032.468.167

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	31/12/2019	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo					31/12/2020
		Reembolo de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Nuevos arrendamientos financieros	Traspasos	Amortización	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Préstamos a corto plazo	110.138.503	(535.000.000)	(2.478.377)	470.000.000	-	-	2.562.256	-	-	(34.474)	-	45.187.908
Préstamos a largo plazo	-	-	-	30.000.000	-	-	-	-	-	-	-	30.000.000
Arrendamientos financieros corrientes	653.957	-	(98.902)	-	-	-	143.927	1.429	-	160.068	-	860.479
Arrendamientos financieros no corrientes	2.000.279	-	-	-	-	(841.331)	-	16.682	1.997.145	(187.200)	-	2.985.575
Bonos	662.110.385	(10.809.814)	(20.625.713)	-	-	-	20.597.009	17.789.263	-	-	128.155	669.189.285
Préstamos en cuenta corriente, corrientes	103.991	-	(1.016.614)	-	-	-	1.021.861	22	-	-	-	109.260
Préstamos en cuenta corriente, no corrientes	29.945.313	(13.635.985)	-	-	85.197.000	-	-	-	-	-	-	101.506.327
Totales	804.952.428	(559.445.800)	(24.219.606)	500.000.000	85.197.000	(841.331)	24.325.053	17.807.396	1.997.145	(61.606)	128.155	849.838.834

7. Otros Activos Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos derivados (1)	507.897	147.556	-	-
Remanente crédito fiscal (*)	-	-	5.609.183	5.072.099
Totales	507.897	147.556	5.609.183	5.072.099

(1) Ver nota 17.1 Instrumentos derivados

(*) Corresponde a remanente de crédito fiscal (impuesto específico), que se recuperará en períodos futuros a base de la generación de flujos de las sociedades que los generaron. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de las sociedades y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen

con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base a flujos proyectados actualizados.

8. Deudores Comerciales y Otras Cuentas Por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto	192.274.288	163.297.288	28.087.900	7.981.359
Otras cuentas por cobrar, bruto	55.916.435	43.441.205	16.296.281	9.467.504
Totales	248.190.723	206.738.493	44.384.181	17.448.863

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, neto	172.243.909	152.766.620	28.087.900	7.981.359
Otras cuentas por cobrar, neto	49.526.054	36.994.690	16.296.281	9.467.504
Totales	221.769.963	189.761.310	44.384.181	17.448.863

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales	20.030.379	10.530.668	-	-
Otras cuentas por cobrar	6.390.381	6.446.515	-	-
Totales	26.420.760	16.977.183	-	-

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Facturados	138.465.198	109.792.526	9.997.620	7.807.211
Energía y peajes	88.740.366	74.530.215	-	-
Anticipos para importaciones y proveedores	13.530.385	5.201.317	4.606.685	2.280.340
Cuenta por cobrar proyectos en curso	3.637.915	3.875.923	-	-
Convenios de pagos y créditos por energía	7.311.383	5.049.503	2.814.197	1.519.838
Deudores materiales y servicios	7.188.973	3.894.933	70	248.540
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	10.508.675	9.108.343	1.580.043	2.318.347
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	529.898	870.277	995.196	1.425.640
Otros	7.017.603	7.262.015	1.429	14.506
No facturas o provisionados	105.780.701	90.577.592	28.087.900	7.981.359
Energía y peajes uso de líneas eléctricas	39.790.847	30.406.276	-	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	33.121.996	33.365.561	28.087.900	7.981.359
Equidad tarifaria residencial	873.860	2.671.309	-	-
Energía en medidores (*)	29.747.219	22.323.927	-	-
Provisión ingresos por obras	1.442.613	1.346.558	-	-
Otros	804.166	463.961	-	-
Otros (cuenta corriente empleados)	3.944.824	6.368.375	6.298.661	1.660.293
Totales, bruto	248.190.723	206.738.493	44.384.181	17.448.863
Provisión deterioro	(26.420.760)	(16.977.183)	-	-
Totales, neto	221.769.963	189.761.310	44.384.181	17.448.863

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes.

En año 2020, se reclasificaron desde Deudores Corriente a Deudores No corriente M\$7.981.359, en el rubro Diferencias a reliquidar por nuevos decretos, por concepto de provisión de estabilización VAD.

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos por energía	7.311.383	5.049.503	2.814.197	1.519.838
Anticipos para importaciones y proveedores	13.530.385	5.201.317	4.606.685	2.280.340
Cuenta por cobrar proyectos en curso	5.080.528	5.222.481	-	-
Deudores materiales y servicios	7.188.973	3.894.933	70	248.540
Cuenta corriente al personal	3.944.824	6.368.375	6.298.661	1.660.293
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	10.508.675	9.108.343	1.580.043	2.318.347
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	529.898	870.277	995.196	1.425.640
Otros deudores	7.821.769	7.725.976	1.429	14.506
Totales	55.916.435	43.441.205	16.296.281	9.467.504
Provisión deterioro	(6.390.381)	(6.446.515)	-	-
Totales, neto	49.526.054	36.994.690	16.296.281	9.467.504

Los montos referidos a Diferencias a reliquidar por nuevos decretos son:

- a) Conceptos generados por diferencias entre los precios de compra de energía pagados a los generadores y los precios de compra de energía recaudados de los clientes regulados (la compra de energía es un “pass through” para la distribuidora, porque el precio al que esta se adquiere del generador es traspasado al cliente final). A la fecha han generado saldos por cobrar al sistema eléctrico por M\$ 31.482.633 a diciembre 2021 y M\$ 30.202.257 a diciembre 2020.

Estos montos deben ser recuperados por la distribuidora, independiente del mecanismo de estabilización, ya que la misma la Ley N°21.185 en su artículo 2° señala como principio que las empresas distribuidoras traspasen íntegramente a sus suministradores los precios señalados en cada uno de los contratos de acuerdo con la temporalidad que establece la Ley, sin que aquello les signifique un costo o un ingreso adicional a los ingresos tarifados por valor agregado de distribución (VAD). Señala además que los ajustes que se vayan produciendo sean abonados o cargados a los generadores de manera que no signifique una discriminación arbitraria.

- b) Decretos de transmisión por emitir que corresponden al reconocimiento en tarifas de inversiones que ya han entrado en operación por un valor de M\$ 104.377 a diciembre 2021 y M\$ 5.841.799 a diciembre 2020.
- c) Otros conceptos por (M\$ 332.023) en diciembre 2021 y por (M\$ 2.678.495) en diciembre 2020, se refiere principalmente a ítems a adicionar o deducir a la tarifa de distribución por actividades de corte y reposición, ETR por incorporar en nuevos decretos y RGL. Este último corresponde a un descuento en la componente de energía de las tarifas reguladas (no sólo las residenciales), de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación.

Los conceptos mencionados anteriormente deben ser liquidados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en forma periódica (una o dos veces al año). En caso de producirse demoras en la emisión de los decretos o que estos no contengan todos los conceptos involucrados, la Sociedad realiza las gestiones ante la autoridad para incorporar estos montos en las próximas liquidaciones con sus respectivos intereses y reajustes.

- d) Estabilización VAD: Este concepto es producto de la Ley N°21.194, la que indica que los niveles de precios asociados al valor agregado de distribución permanecerán constantes hasta octubre 2020 y las diferencias que se produzcan con respecto a haber aplicado la correcta indexación serán incorporados a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de fijación. Se encuentra en curso el proceso de fijación noviembre 2020 – octubre 2024 dónde se incorporarán estos saldos, los que serán reajustados sólo por IPC. El valor relacionado con este monto alcanza a M\$ 17.336.974 en diciembre de 2021 (M\$ 7.981.359 en diciembre

2020). Considerando que estos montos se podrán acumular hasta junio 2023 y se deberán extinguir a más tardar en diciembre 2027, la Sociedad no espera recuperar estos montos dentro de los siguientes 12 meses, por lo que han sido reclasificados desde el corriente al no corriente al 31 de diciembre 2021, para efectos comparativos también se reclasificó el saldo acumulado al 31 de diciembre de 2020.

- e) Provisión Informe Técnico Transmisión: A mediados de 2019 la Comisión Nacional de Energía (CNE) comenzó el proceso de valorización de instalaciones de transmisión, cuadrienio 2020 – 2023, el cual incluye las instalaciones de transmisión nacional, zonal y dedicada de uso de clientes regulados con fecha de entrada en operación hasta diciembre 2017. Para ello, contrató a 2 consultores, los cuales evacuaron un informe que fue la base de los informes técnicos de la CNE. En agosto 2021 la (CNE) publicó el Informe Técnico Final, el cual es el resultado de informes parciales y etapas de observación de las empresas transmisoras.

A fines de agosto las empresas transmisoras presentaron sus discrepancias en el Panel de Expertos respecto de las observaciones no recogidas en las etapas anteriores o modificaciones realizadas por CNE que no fueron objeto de observaciones. El Panel de Expertos debe evacuar su dictamen en diciembre, el cual deberá ser recogido por CNE para luego publicar un Informe Técnico Definitivo. Éste será la base del decreto que emitirá el Ministerio de Energía. El decreto, previo a su publicación en el Diario Oficial, debe ser tomado de razón por la Contraloría General de la República (CGR), y tendrá validez de forma retroactiva desde el 1° de enero de 2020.

Considerando todos los procesos de revisión que comenzaron desde el año 2019 y que se han prologado hasta el año actual, la Administración considera que es virtualmente cierto que de concretarse este nuevo valor anual de transmisión por tramo, este no debería ser menor a los valores incluidos en el Informe Técnico Final (ITF), ya que de acogerse algunas de las discrepancias presentadas por las empresas transmisoras, el valor incluso podría incrementarse. Es por esta razón que la Sociedad actualizó la provisión de sus ingresos de transmisión de acuerdo a las nuevas tarifas.

En el año 2020, cuando comenzaba el nuevo periodo que cambiaría la valorización de transmisión para el período 2020 - 2023, la Sociedad estimó que este bajaría respecto al decreto anterior por supuestos de menor rentabilidad, menor reconocimiento de derechos de uso de suelos y medio ambiente, baja en el reconocimiento del COMA entre otras. A pesar de que la valorización de transmisión bajó respecto al decreto anterior, éste fue mayor a las estimaciones realizadas por la Sociedad el año 2020, por lo que la actualización de su valor en el tercer trimestre significó una mayor provisión de ingresos retroactivos desde enero 2020 a septiembre 2021, las que se espera recuperar en un plazo superior a 12 meses y que ascienden a M\$10.750.928 (valor descontado) de la filial Nueva STS.

- f) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2021 es de M\$266.154.144 y al 31 de diciembre de 2020 es de M\$207.210.173.
- g) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a 946.530 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo de cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	811.281	48%
Comercial	49.659	25%
Industrial	3.894	9%
Otros	81.696	18%
Total	946.530	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad y sus filiales se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de

productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

h) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	Corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Con vencimiento menor a tres meses	32.686.731	27.774.888
Con vencimiento entre tres y seis meses	6.428.431	3.941.387
Con vencimiento entre seis y doce meses	4.637.915	4.087.172
Con vencimiento mayor a doce meses	503.648	307.507
Totales	44.256.725	36.110.954

El deterioro de los activos financieros se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos (en días):

Tramos	Venta de energía	Deudores por venta al detalle de productos y servicios
No vencidas	0,09%	0,27%
1 a 30	0,15%	0,60%
31 a 60	0,60%	3,40%
61 a 90	7,83%	28,67%
91 a 120	18,37%	47,34%
121 a 180	29,70%	63,92%
181 a 270	40,61%	69,72%
271 a 360	46,81%	72,72%
361 o más	93,65%	100,00%

Para algunos clientes importantes, la Sociedad y sus filiales evalúan el riesgo de incobrabilidad en base a su modelo de pérdidas esperadas, estacionalidad de flujos y/o condiciones puntuales del mercado, por lo que la provisión podría no resultar en la aplicación directa de los porcentajes indicados.

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es administrado a través de herramientas de cobro que establece la normativa vigente. Entre ellas, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago. Otro aspecto importante que establece el DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

La Sociedad ha aplicado el modelo simplificado de pérdida esperada, y para efectos del cálculo se ha considerado la renegociación de los clientes vulnerables que ya la han pedido, según instruido por la autoridad. En el mes de junio se realizó un análisis a la cartera de deudores y se consideró que aquellos clientes (no considerados vulnerables) que antes de la Pandemia mostraban buen comportamiento, no mostrarían problemas para renegociar sus deudas ni tampoco para su pago. Tanto la cartera de clientes vulnerables como la de clientes con buen comportamiento son consideradas en un tramo sin morosidad y con un 90% de recuperabilidad.

i) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	31/12/2021					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	506.486	220.548.206	7.010	3.660.548	513.496	224.208.754
Entre 1 y 30 días	123.180	18.777.735	2.564	1.123.941	125.744	19.901.676
Entre 31 y 60 días	51.573	9.728.327	1.737	646.406	53.310	10.374.733
Entre 61 y 90 días	20.093	3.785.055	1.119	343.053	21.212	4.128.108
Entre 91 y 120 días	17.744	4.202.362	1.112	381.703	18.856	4.584.065
Entre 121 y 150 días	9.448	1.882.401	505	198.311	9.953	2.080.712
Entre 151 y 180 días	6.621	1.271.421	1.047	355.124	7.668	1.626.545
Entre 181 y 210 días	6.782	1.707.788	-	-	6.782	1.707.788
Entre 211 y 250 días	6.573	1.081.483	825	282.367	7.398	1.363.850
Más de 250 días	48.483	20.024.185	5.122	2.574.488	53.605	22.598.673
Total Estratificación de la cartera	796.983	283.008.963	21.041	9.565.941	818.024	292.574.904

Tramos de morosidad	31/12/2020					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	572.815	168.256.953	7.963	4.546.111	580.778	172.803.064
Entre 1 y 30 días	112.110	13.915.543	2.221	1.113.256	114.331	15.028.799
Entre 31 y 60 días	49.038	7.953.554	1.185	759.195	50.223	8.712.749
Entre 61 y 90 días	21.319	4.012.524	597	533.945	21.916	4.546.469
Entre 91 y 120 días	13.186	2.042.022	405	183.992	13.591	2.226.014
Entre 121 y 150 días	9.225	1.897.519	272	69.070	9.497	1.966.589
Entre 151 y 180 días	5.838	1.083.356	245	62.667	6.083	1.146.023
Entre 181 y 210 días	4.283	539.873	227	50.612	4.510	590.485
Entre 211 y 250 días	7.400	1.704.149	232	44.837	7.632	1.748.986
Más de 250 días	38.468	14.776.867	1.943	641.311	40.411	15.418.178
Total Estratificación de la cartera	833.682	216.182.360	15.290	8.004.996	848.972	224.187.356

j) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	31/12/2021		31/12/2020	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	19	82.495	12	65.741
Documentos por cobrar en cobranza judicial	852	6.464.258	859	5.877.094
Total Cartera en protestada y en cobranza judicial	871	6.546.753	871	5.942.835

k) El detalle de los movimientos en la provisión de deterioro de deudores, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes y No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Saldo inicial	16.977.183	12.386.324
Aumentos (disminuciones)	10.819.660	8.084.118
Montos castigados	(1.376.083)	(3.493.259)
Total movimientos	9.443.577	4.590.859
Saldo final	26.420.760	16.977.183

l) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2021 y 2020, es el siguiente:

Provisiones y castigos	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	9.319.715	9.709.331
Provisión repactada	1.499.945	(1.625.213)
Castigos del período	(1.376.083)	(3.493.259)
Totales	9.443.577	4.590.859

El valor libro de los deudores y cuentas por cobrar representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos.

9. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

9.1. Accionistas

El detalle de los Accionistas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	% Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	60	79.573.672	79.573.732	99,9999%
Cóndor Holding SpA	40	-	40	0,0001%
Totales	100	79.573.672	79.573.772	100,00%

9.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y sus filiales, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se incluyen en esta nota.

Dentro de las principales transacciones entre entidades relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

La compra y venta de materiales se realiza a valores de precio medio de bodega.

Los préstamos entre compañías se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en las sociedades filiales Saesa, Frontel y la Sociedad, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. La Administración ha establecido que la exigibilidad de estos préstamos será en un plazo superior a los 12 meses. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados se han cumplido cabalmente (ver nota 35).

A la fecha de los presentes Estados Financieros Consolidados, no existen garantías otorgadas a los saldos con entidades relacionadas, ni provisiones de deterioro de las mismas.

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.762-6	Cóndor Holding SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Accionista	CLP	2.263	2.263	-	-
Totales							2.263	2.263	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	1.524.509	1.524.509	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	371.184	109.260	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	CLP	-	-	103.106.329	101.506.327
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	17.927.609	42.578.713	-	-
76.024.762-6	Cóndor Holding SpA	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Accionista	CLP	429	1.351	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	-	4.950	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	-	129	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	5.564	4.950	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	138	129	-	-
Totales							19.829.433	44.223.991	103.106.329	101.506.327

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados (cargos) abonos

RUT	Razón social	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31/12/2021		31/12/2020	
				Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono	Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono
				M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Préstamo cuenta corriente (Capital / Intereses)	1.861.926	(2.073.814)	71.566.283	(1.021.861)
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Indirecta	Mantenimiento y operación	-	-	(285.403)	-
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Indirecta	Dividendos	-	-	(302.240)	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Dividendos	(24.651.104)	-	32.685.835	-

9.3. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad y sus filiales son administradas por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2021, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores por un período de dos años a los señores Iván Díaz – Molina, Jorge Lesser García – Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Christopher Powell y Jonathan Reay.

En sesión celebrada con fecha 12 de mayo de 2021, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

Al 31 de diciembre de 2021 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Iván Díaz – Molina, Jorge Lesser García – Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Christopher Powell y Jonathan Reay.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones con el Directorio

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores por concepto de remuneración de Directores, son los siguientes:

Director	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	138	129
Jorge Lesser García-Huidobro	-	129
Totales	138	258

No hay saldos pendientes por cobrar y pagar a los Directores por otros conceptos.

b) Remuneración del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2021 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2022.

Los Directores señores Jonathan Reay, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Ashley Munroe renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz - Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2021 y 2020, son las siguientes:

Director	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	1.785	1.533
Jorge Lesser García-Huidobro	1.784	1.533
Totales	3.569	3.066

Durante los años 2021 y 2020, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

10. Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2021:

Clases de Inventarios	31/12/2021		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	43.798.238	42.620.781	1.177.457
Materiales en tránsito	273.747	273.747	-
Existencias para venta al detalle de productos y servicios	7.191.990	7.191.990	-
Petróleo	1.553.101	1.553.101	-
Total Clases de Inventarios	52.817.076	51.639.619	1.177.457

Al 31 de diciembre de 2020:

Clases de Inventarios	31/12/2020		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	37.741.218	36.786.744	954.474
Materiales en tránsito	1.236.131	1.236.131	-
Existencias para venta al detalle de productos y servicios	4.222.082	4.084.258	137.824
Petróleo	906.394	906.394	-
Total Clases de Inventarios	44.105.825	43.013.527	1.092.298

No existen inventarios entregados en garantía para el cumplimiento de obligaciones.

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$92.910 para el año 2021 y un cargo de M\$342.038 para el año 2020. Los castigos o aplicaciones a la provisión fueron de M\$10.905 para el año 2021 y M\$218.200 para el año 2020.

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o valor neto de realización si éste es inferior.

El detalle de los Inventarios utilizados y reconocidos como gastos, es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el año según gasto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	56.953.002	39.926.300
Otros gastos, por naturaleza (**)	4.626.119	5.100.847
Total Inventarios utilizados durante el año según gasto	61.579.121	45.027.147

(*) Ver Nota 24.

(**) Materiales utilizados para el mantenimiento del sistema eléctrico.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2021 ascienden a M\$42.392.116 (M\$46.693.135 en 2020) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2021 ascienden a M\$3.884.843 (M\$1.683.452 en 2020).

11. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	1.937.788	854.133
IVA crédito fiscal por recuperar, remanente (1)	15.003.527	19.497.138
IVA débito fiscal por recuperar (2)	1.337.928	1.337.928
Crédito por utilidades absorbidas	-	8.032.748
Crédito sence	274.250	147.631
Crédito activo fijo	108.692	51.030
Impuesto por recuperar año anterior	9.805.948	3.805.562
Totales	28.468.133	33.726.170

- (1) Corresponde principalmente a IVA crédito fiscal por construcción de obras importantes de las filiales STC, SATT, STS y Edelayen (esta última también acumula un monto originado por impuesto específico diesel).
- (2) IVA débito fiscal pagado en exceso relacionado con las devoluciones a clientes generados por los decretos tarifarios que ajustaron retroactivamente la tarifa cobrada en los años 2011, 2012 y 2013.

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Impuesto a la renta (*)	6.538.206	37.268.694
IVA débito fiscal	7.295.116	3.056.980
Otros	192.427	163.288
Totales	14.025.749	40.488.962

(*) La disminución del impuesto a la renta, se produce principalmente por el efecto de la venta de los Negocios Conjuntos denominados ELETRANS S.A., ELETRANS II S.A. y ELETRANS III S.A. en el año 2020 (ver nota 37).

12. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Activos intangibles, neto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Activos intangibles indetificables, neto	88.934.474	59.534.754
Servidumbres	65.427.707	59.040.263
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	17.286.707	385.948
Activos intangibles relacionados con clientes	6.111.517	-

Activos intangibles identificables, bruto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Activos intangibles indetificables, bruto	98.614.996	67.130.095
Servidumbres	65.620.360	59.156.708
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	26.652.346	7.864.844
Activos intangibles relacionados con clientes	6.233.747	-

Amortización Activos intangibles identificables	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Amortización Activos intangibles identificables	(9.680.522)	(7.595.341)
Servidumbres	(192.653)	(116.446)
Software	(9.365.639)	(7.478.895)
Activos intangibles relacionados con clientes	(122.230)	-

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Activos intangibles relacionados con clientes, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	59.040.263	108.543	385.948	-	59.534.754
Traslados (activación obras en curso)	3.798.258	-	18.781.650	6.233.747	28.813.655
Retiros valor bruto	(500)	-	(1.785)	-	(2.285)
Retiros y trasposos amortización acumulada	-	-	(2.892)	-	(2.892)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera amortización acumulada	(26.149)	-	(5.747)	-	(31.896)
Gasto por amortización	(40.627)	-	(1.878.105)	(122.230)	(2.040.962)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	2.656.462	-	7.638	-	2.664.100
Total movimientos	6.387.444	-	16.900.759	6.111.517	29.399.720
Saldo final al 31/12/2021	65.427.707	108.543	17.286.707	6.111.517	88.934.474

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Activos intangibles relacionados con clientes, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	59.697.285	108.543	862.819	-	60.668.647
Traslados (activación obras en curso)	115.000	-	370.694	-	485.694
Retiros y trasposos amortización acumulada	(20.000)	-	-	-	(20.000)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera amortización acumulada	8.500	-	1.317	-	9.817
Gasto por amortización	(42.084)	-	(847.351)	-	(889.435)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(718.438)	-	(1.531)	-	(719.969)
Total movimientos	(657.022)	-	(476.871)	-	(1.133.893)
Saldo final al 31/12/2020	59.040.263	108.543	385.948	-	59.534.754

Los derechos de servidumbre y derechos de agua se presentan al costo, y los adquiridos a partir de la fecha de transición a costos histórico. El período de explotación de dichos derechos, en general, no tiene límite de expiración por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro “Gastos por Depreciación y Amortización” del Estado Consolidado de Resultados Integrales.

Los intangibles asociados a contratos de clientes de la filial Tolchén, se amortizan de forma lineal en 25 años, de acuerdo a la duración de los contratos de peajes.

Aumento en Activos intangibles distintos de la plusvalía (MM\$29.400), debido al aumento en activos intangibles identificables por (MM\$ 6.111), originado por la valorización de los contratos de peajes incorporados en la compra de la empresa Tolchén.

En el proceso de asignación de compra, se revisaron los valores contables de los activos y pasivos de Tolchén, y se identificaron activos intangibles a valor razonable ligados a contratos con parques eólicos, San Gabriel, Tolpán, El Alba y Los Olmos.

13. Plusvalía

El detalle de la plusvalía al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

RUT	Sociedad	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (1)	124.944.061	124.944.061
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (1)	23.990.168	23.990.168
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (2)	49.471.945	49.471.945
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (2)	33.039.292	33.039.292
77.122.643-4	Tolchén Transmisión SpA (3)	1.136.047	-
Totales		232.581.513	231.445.466

- 1) La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente cada una de esas sociedades compradas fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la Sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.
- 2) La plusvalía comprada reconocida por las sociedades Saesa, Rut 96.956.660-5, y Frontel, Rut 96.986.780-K, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en Saesa (Ex Los Lagos II) y Frontel (Ex Los Lagos III).
- 3) La plusvalía comprada relacionada con Tolchén Transmisión SpA, Rut 77.122.643-4, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos originado en la compra de las acciones realizada en julio de 2021.

El resumen del Estado de Situación Financiera de la Sociedad adquirida, incluyendo la asignación del valor justo evaluado por la Sociedad a la fecha de la compra se presenta a continuación (cifras sin incorporar la plusvalía generada en la adquisición):

Activos	Valor libro	Ajuste valor razonable	Valor ajustado	Pasivos	Valor libro	Ajuste valor razonable	Valor ajustado
	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$
Corrientes	444.307		444.307	Corrientes (*)	5.462.610		5.462.610
No corrientes	28.244.870	6.233.747	34.478.617	No corrientes (*)	22.441.036	1.613.358	24.054.393
				Patrimonio neto	495.532	4.610.389	5.105.921
Total activos	28.689.177	6.233.747	34.922.924	Total pasivos y patrimonio	28.399.178	6.223.747	34.622.925

(*) Los pasivos corrientes y no corrientes corresponden principalmente a cuentas por pagar con relacionadas, las cuales fueron liquidados como parte de la transacción e incluidas en el precio pagado por la filial STA.

El detalle del valor razonable de los activos netos adquiridos al 9 de julio de 2021, y Plusvalía es el siguiente:

Activos Identificables	M\$
Efectivo y efectivo equivalente	89.537
Deudores comerciales	317.603
Propiedad planta y equipos (Nota 14)	28.282.036
Intangibles (Nota 12)	6.233.747
Pasivos identificables	M\$
Cuentas por pagar	239.892
Impuestos diferidos	1.613.358
Otros	227.222
Activos Netos identificables	32.842.453
Precio pagado	31.706.406
Plusvalía generada en la adquisición	1.136.047

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

14. Propiedades, Planta y Equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Clases de Propiedades, planta y equipo, neto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, neto	1.304.384.187	1.122.749.138
Terrenos	22.774.539	20.338.388
Edificios	20.669.748	17.264.772
Planta y equipo	873.917.251	728.917.024
Equipamiento de tecnologías de la información	1.154.002	1.488.639
Instalaciones fijas y accesorios	1.635.938	1.495.537
Vehículos de motor	9.933.130	8.272.938
Construcciones en curso	356.939.632	331.542.459
Otras propiedades, planta y equipo	17.359.947	13.429.381

Clases de Propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, bruto	1.644.690.179	1.422.600.863
Terrenos	22.774.539	20.338.388
Edificios	30.241.729	26.600.966
Planta y equipo	1.180.010.127	998.249.813
Equipamiento de tecnologías de la información	7.863.916	7.926.308
Instalaciones fijas y accesorios	4.946.371	4.430.543
Vehículos de motor	14.270.603	11.922.331
Construcciones en curso	356.939.632	331.542.459
Otras propiedades, planta y equipo	27.643.262	21.590.055

Clases de Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	(340.305.992)	(299.851.726)
Edificios	(9.571.981)	(9.336.193)
Planta y equipo	(306.092.876)	(269.332.790)
Equipamiento de tecnologías de la información	(6.709.914)	(6.437.669)
Instalaciones fijas y accesorios	(3.310.433)	(2.935.006)
Vehículos de motor	(4.337.473)	(3.649.394)
Otras propiedades, planta y equipo	(10.283.315)	(8.160.674)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2021:

Movimientos Propiedades, planta y equipo	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Construcciones en curso, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	20.338.388	17.264.772	728.917.024	1.488.639	1.495.537	8.272.938	331.542.459	13.429.381	1.122.749.138
Adiciones	1.963.513	-	34.164.857	-	-	-	152.495.060	38.490	188.661.920
Traslados (activación obras en curso)	951.968	4.022.946	171.362.276	229.442	623.947	3.786.991	(185.688.651)	4.719.017	7.936
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	-	(1.913.743)	35.776	5.257	6.955	803.670	1.062.085	-
Retiros valor bruto	(552.597)	(1.456.981)	(2.144.960)	(352.063)	(6.870)	(935.033)	-	(71.930)	(5.520.434)
Retiros y trasposos depreciación acumulada	-	750.621	4.731.689	352.064	9.007	870.353	-	118.452	6.832.186
Incremento (disminución) en cambio de moneda extranjera depreciación acumulada	-	(199.161)	(8.073.066)	(8.824)	(53.800)	45.243	-	(261.625)	(8.551.233)
Gasto por depreciación	-	(745.002)	(33.304.414)	(602.443)	(326.990)	(1.531.836)	-	(1.918.286)	(38.428.971)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	73.267	1.032.553	(19.822.412)	11.411	(110.150)	(582.481)	57.787.094	244.363	38.633.645
Total movimientos	2.436.151	3.404.976	145.000.227	(334.637)	140.401	1.660.192	25.397.173	3.930.566	181.635.049
Saldo final al 31/12/2021	22.774.539	20.669.748	873.917.251	1.154.002	1.635.938	9.933.130	356.939.632	17.359.947	1.304.384.187

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2020:

Movimientos Propiedades, planta y equipo	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Construcciones en curso, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	18.335.026	14.133.367	677.439.708	1.217.330	1.095.562	4.087.783	280.034.546	8.137.429	1.004.480.751
Adiciones	-	-	7.322.652	-	-	-	153.591.663	950.544	161.864.859
Traslados (activación obras en curso)	2.048.300	4.458.625	74.027.441	993.657	457.595	4.645.746	(91.466.578)	5.645.076	809.862
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	(819)	7.623.533	(67.943)	272.633	-	(7.750.786)	(75.012)	1.606
Retiros valor bruto	(28.953)	(48.553)	(5.096.706)	(9.495)	(46.792)	(1.091.586)	-	(34.081)	(6.356.166)
Retiros y trasposos depreciación acumulada	-	17.657	3.753.573	23.702	45.009	946.465	-	141.085	4.927.491
Incremento (disminución) en cambio de moneda extranjera depreciación acumulada	-	(295.638)	2.623.239	2.946	208	23.365	-	19.143	2.373.263
Gasto por depreciación	-	(717.363)	(33.288.241)	(666.896)	(365.127)	(1.008.644)	-	(1.332.415)	(37.378.686)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(15.984)	(282.504)	(5.488.175)	(4.662)	36.449	669.809	(2.866.386)	(22.388)	(7.973.841)
Total movimientos	2.003.362	3.131.405	51.477.316	271.309	399.975	4.185.155	51.507.913	5.291.952	118.268.387
Saldo final al 31/12/2020	20.338.388	17.264.772	728.917.024	1.488.639	1.495.537	8.272.938	331.542.459	13.429.381	1.122.749.138

La Sociedad y sus filiales, han mantenido una política de realizar las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a las mejoras tecnológicas, con el objeto de cumplir con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro "Gastos por depreciación y amortización", en el Estado Consolidado de Resultados Integrales.
- Las empresas del Grupo Saesa cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2021 y 2020 no es significativo. La Sociedad y sus filiales no presentan montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- Los activos presentados en propiedad, planta y equipos no poseen restricciones de ningún tipo en favor de terceros, ni han sido entregados en garantía.

15. Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos

a) Activos por Derechos de Uso

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Activos por derecho de uso, neto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Activos por derecho de uso, neto	2.990.878	3.626.315
Terrenos	1.282.338	1.330.017
Edificios e instalaciones	1.708.540	2.296.298

Activos por derecho de uso, bruto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Activos por derecho de uso, bruto	5.437.102	5.355.781
Terrenos	1.473.375	1.537.257
Edificios e instalaciones	3.963.727	3.818.524

Amortización Activos por derecho de uso	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Amortización Activos por derecho de uso	(2.446.224)	(1.729.466)
Terrenos	(191.037)	(207.240)
Edificios e instalaciones	(2.255.187)	(1.522.226)

El detalle del movimiento del rubro Activos por Derechos de uso asociado a activos sujetos a NIIF 16 por clase de activo al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	1.330.017	2.296.298	3.626.315
Adiciones	32.110	31.837	63.947
Gasto por amortización	(109.582)	(702.077)	(811.659)
Trasposos amortización	-	(30.883)	(30.883)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	29.793	113.365	143.158
Total movimientos	(47.679)	(587.758)	(635.437)
Saldo final al 31/12/2021	1.282.338	1.708.540	2.990.878

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	1.393.423	1.059.877	2.453.300
Adiciones	35.897	1.959.166	1.995.063
Gasto por amortización	(110.430)	(649.878)	(760.308)
Trasposos amortización	-	(117.361)	(117.361)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	11.127	44.494	55.621
Total movimientos	(63.406)	1.236.421	1.173.015
Saldo final al 31/12/2020	1.330.017	2.296.298	3.626.315

b) Pasivos por arrendamiento

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Terrenos	326.421	185.935	1.507.638	1.358.566
Edificios e instalaciones	592.854	674.544	1.180.671	1.627.009
Totales	919.275	860.479	2.688.309	2.985.575

El desglose por moneda y vencimientos de los pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2021										
					Corrientes			No corrientes							
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	107.527	227.051	334.578	306.509	237.861	108.762	-	-	-	-	653.132
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	2.562	1.725	4.287	1.880	1.972	2.068	-	-	-	-	5.920
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	5.185	12.062	17.247	8.284	-	-	-	-	-	-	8.284
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	58.461	156.746	215.207	196.714	205.828	90.909	2.926	-	-	-	496.377
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	2.380	625	3.005	5.146	5.358	793	37	403	-	-	11.737
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	CLP	Terrenos	-	-	-	1.560	1.636	1.716	-	-	-	-	4.912
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Terrenos	84.340	10.848	95.188	15.171	16.020	16.917	17.865	156.431	-	-	222.404
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	USD	Terrenos	151.812	26.511	178.323	36.602	38.088	39.634	41.243	994.904	-	-	1.150.471
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	2.473	9.455	11.928	12.428	10.021	-	-	-	-	-	22.449
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	961	2.453	3.414	1.636	1.716	-	-	-	-	-	3.352
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	3.477	2.341	5.818	-	-	-	-	-	-	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	CLP	Edificios e instalaciones	6.218	19.105	25.323	8.713	-	-	-	-	-	-	8.713
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	8.995	73	9.068	102	108	114	120	3.862	-	-	4.306
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	14.562	1.327	15.889	1.856	1.960	2.069	2.185	88.182	-	-	96.252
Totales					448.953	470.322	919.275	596.601	520.568	262.982	64.376	1.243.782	1.243.782	2.688.309	

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2020										
					Corrientes			No corrientes							
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	95.656	290.793	386.449	302.173	287.506	223.114	101.759	260	-	-	914.812
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	2.291	7.040	9.331	5.703	1.763	1.850	1.940	-	-	-	11.256
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	5.517	4.167	9.684	-	-	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	82.849	158.399	241.248	196.193	180.877	189.721	81.763	-	-	-	648.554
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	1.488	559	2.047	7.297	4.827	5.026	745	255	-	-	18.150
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	CLP	Terrenos	-	-	-	1.487	1.560	1.636	1.716	-	-	-	6.399
77.307.979-K	Frontel Transmisión S.A.	Chile	UF	Terrenos	53.666	9.636	63.302	13.475	14.230	15.027	15.868	163.490	-	-	222.090
77.307.979-K	Frontel Transmisión S.A.	Chile	USD	Terrenos	58.737	21.443	80.180	29.605	30.807	32.057	33.359	872.093	-	-	997.921
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	2.342	7.699	10.041	8.225	8.628	7.298	-	-	-	-	24.151
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	944	4.071	5.015	3.335	1.636	1.716	-	-	-	-	6.687
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	3.110	9.555	12.665	5.458	-	-	-	-	-	-	5.458
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	CLP	Edificios e instalaciones	5.928	18.213	24.141	25.322	8.713	-	-	-	-	-	34.035
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	8.122	65	8.187	91	96	101	107	3.734	-	-	4.129
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	7.010	1.179	8.189	1.648	1.741	1.838	1.941	84.765	-	-	91.933
Totales					327.660	532.819	860.479	600.012	542.384	479.384	239.198	1.124.597	1.124.597	2.985.575	

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el Estado Consolidado de Resultados Integrales por el año terminado al 31 de diciembre de 2021, se incluye un gasto por M\$1.696.655 (M\$1.527.904 en 2020), que corresponde a los arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16.

Al 31 de diciembre de 2021, el Grupo no mantiene contratos significativos en los cuales actúe como arrendador.

16. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

16.1. Impuesto a la Renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado Consolidado de Resultados Integrales correspondiente a los años 2021 y 2020, es el siguiente:

Gasto por impuesto a las ganancias	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes	17.415.290	40.789.043
Ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	6.762	-
Otro gasto por impuestos corrientes	4.081	-
Total Impuestos corrientes a las ganancias, neto	17.426.133	40.789.043
Impuestos diferidos		
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	871.067	8.316.151
Total Gasto por Impuestos diferidos, neto	871.067	8.316.151
Total Gasto por impuesto a las ganancias	18.297.200	49.105.194

Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	182.713	54.562
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(983.626)	175.839
Total Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	(800.913)	230.401

b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a “ganancia (pérdida) antes de Impuestos”, al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	78.428.286	191.465.621
Ingreso (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	(21.175.637)	(51.695.718)
Efecto fiscal de ingresos de actividades exentas de tributación	5.838.009	42.295.646
Efecto fiscal de ingreso (gasto) no deducible para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(3.824.634)	(41.908.461)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(679.277)	(432.398)
Otros efectos fiscales por conciliación entre el resultado contable por impuestos	1.544.339	2.635.737
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	2.878.437	2.590.524
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(18.297.200)	(49.105.194)
Tasa impositiva efectiva	23,33%	25,65%

16.2. Impuestos Diferidos

a) El detalle de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	244.395	1.302.709
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	7.127.593	4.577.018
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	717.687	613.134
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	317.912	294.920
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	3.349.506	3.608.191
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	2.219.550	2.164.741
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	31.410.506	19.828.545
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	1.535.542	1.505.587
Impuestos diferidos relativos a arriendos	167.728	61.045
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	63.492	218.077
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	2.135.488	1.610.460
Total Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	49.289.399	35.784.427

Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	96.838.829	91.073.684
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	1.650.110	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	934.100	1.240.768
Impuestos diferidos relativos a arriendos	1.219	1.716
Total Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	99.424.258	92.316.168

Los impuestos diferidos se presentan en el Estado Consolidado de Situación Financiera como siguen:

Diferencias temporarias, neto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Activos por impuestos diferidos	49.289.399	35.784.427
Pasivo por impuestos diferidos	(99.424.258)	(92.316.168)
Total Diferencias temporarias, neto	(50.134.859)	(56.531.741)

b) Los movimientos de los rubros "Impuestos Diferidos", del Estado Consolidado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2021 y 2020, son los siguientes:

Movimientos Impuestos diferidos	Activos		Pasivos	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial	35.784.427	32.716.156	92.316.168	81.236.719
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(955.441)	2.763.298	(84.374)	11.079.449
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(983.626)	175.839	-	-
Incremento (decremento) por diferencia de cambio	3.052.292	129.134	5.228.227	-
Otros incremento (decremento) (*)	12.391.747	-	1.964.237	-
Total movimientos	13.504.972	3.068.271	7.108.090	11.079.449
Saldo final	49.289.399	35.784.427	99.424.258	92.316.168

(*) Incluye diferido Goodwill por efecto de la fusión de la filial STS, y los diferidos de pérdida tributaria, activo fijo e intangible, por la compra de la filial Tolchén.

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo cubren lo necesario para recuperar esos activos.

Todas las empresas del Grupo están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

17. Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes

a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	155.408.556	45.187.908	62.000.000	30.000.000
Bonos	10.671.095	12.831.289	697.303.419	656.357.996
Totales	166.079.651	58.019.197	759.303.419	686.357.996

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Rut acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	31/12/2021						
						Corrientes			No corrientes			
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco de Chile	97.004.000-5	CLP	1,50%	Al vencimiento	61.250	-	61.250	-	10.000.000	-	10.000.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco de Chile	97.004.000-5	CLP	1,50%	Al vencimiento	122.500	-	122.500	-	20.000.000	-	20.000.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	1,50%	Al vencimiento	-	30.000	30.000	-	10.000.000	-	10.000.000
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	0,39%	Al vencimiento	20.005.133	-	20.005.133	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	0,42%	Al vencimiento	15.020.800	-	15.020.800	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,36%	Al vencimiento	30.031.950	-	30.031.950	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,36%	Al vencimiento	10.013.017	-	10.013.017	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,36%	Al vencimiento	15.019.525	-	15.019.525	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,36%	Al vencimiento	20.033.133	-	20.033.133	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,38%	Al vencimiento	10.011.250	-	10.011.250	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,36%	Al vencimiento	10.011.833	-	10.011.833	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	0,40%	Al vencimiento	5.006.733	-	5.006.733	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	0,10%	Al vencimiento	16.862	-	16.862	22.000.000	-	-	22.000.000
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	0,40%	Al vencimiento	10.012.120	-	10.012.120	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco de Chile	97.004.000-5	CLP	0,42%	Al vencimiento	10.012.450	-	10.012.450	-	-	-	-
Totales						155.378.556	30.000	155.408.556	22.000.000	40.000.000	-	62.000.000

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Rut acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	31/12/2020						
						Corrientes			No Corrientes			
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Chile	97.004.000-5	CLP	0,13%	Al vencimiento	-	61.250	61.250	-	10.000.000	-	10.000.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Chile	97.004.000-5	CLP	0,13%	Al vencimiento	-	122.500	122.500	-	20.000.000	-	20.000.000
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,30%	Al vencimiento	30.002.520	-	30.002.520	-	-	-	-
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,30%	Al vencimiento	10.001.092	-	10.001.092	-	-	-	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,30%	Al vencimiento	5.000.546	-	5.000.546	-	-	-	-
Totales						45.004.158	183.750	45.187.908	-	30.000.000	-	30.000.000

En relación a los préstamos bancarios suscritos, estos no tienen incorporados ninguna garantía asociada que pueda comprometer a la Sociedad.

c) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Segmento país	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tipo de amortización	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2021								
							Corrientes			No corrientes					
							Hasta 1 año			Más de 1 año hasta 2 años	Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No corrientes	
							Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		Más de 5 años
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 665	UF	Semestral	3,60%	Sin garantía	1.717.762	1.408.717	3.126.479	2.817.434	2.817.434	2.817.434	2.817.434	16.437.038	27.706.774
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie L / N° 397	UF	Semestral	3,75%	Sin garantía	-	476.840	476.840	7.043.586	7.043.586	7.043.586	7.043.586	48.359.238	76.533.582
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie O / N° 742	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	-	490.026	490.026	-	-	-	-	61.390.634	61.390.634
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Bono Serie A / N° 923	UF	Semestral	2,80%	Sin garantía	-	724.835	724.835	-	-	-	-	125.340.559	125.340.559
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie G / N° 663	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	245.013	-	245.013	-	-	-	-	30.815.212	30.815.212
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie E / N° 646	UF	Annual	4,00%	Sin garantía	-	2.412.566	2.412.566	-	-	-	-	123.179.165	123.179.165
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie H / N° 762	UF	Annual	3,90%	Sin garantía	-	1.776.112	1.776.112	-	-	-	-	92.865.251	92.865.251
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 945	UF	Annual	1,90%	Sin garantía	-	1.419.224	1.419.224	-	-	-	-	159.472.242	159.472.242
Totales							1.962.775	8.708.320	10.671.095	9.861.020	9.861.020	9.861.020	9.861.020	657.839.339	697.303.419

Nombre empresa deudora	Segmento país	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tipo de amortización	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2020								
							Corrientes			No corrientes					
							Hasta 1 año			Más de 1 año hasta 2 años	Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No corrientes	
							Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		Más de 5 años
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 665	UF	Semestral	3,60%	Sin garantía	289.885	-	289.885	2.642.760	2.642.760	2.642.760	2.642.760	17.981.769	28.552.809
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie L / N° 397	UF	Semestral	3,75%	Sin garantía	-	447.276	447.276	-	6.606.901	6.606.901	6.606.901	51.839.678	71.660.381
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie O / N° 742	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	459.646	-	459.646	-	-	-	-	57.537.372	57.537.372
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Bono Serie A / N° 923	UF	Semestral	2,80%	Sin garantía	-	679.897	679.897	-	-	-	-	117.546.212	117.546.212
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie G / N° 663	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	229.823	-	229.823	-	-	-	-	28.882.011	28.882.011
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie C / N° 662	UF	Semestral	2,50%	Sin garantía	17.225	5.450.687	5.467.912	222	-	-	-	-	222
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie E / N° 646	UF	Annual	4,00%	Sin garantía	-	2.262.101	2.262.101	-	-	-	-	115.439.708	115.439.708
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie H / N° 762	UF	Annual	3,90%	Sin garantía	-	1.665.551	1.665.551	-	-	-	-	87.081.608	87.081.608
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 945	UF	Annual	1,90%	Sin garantía	-	1.329.198	1.329.198	-	-	-	-	149.657.673	149.657.673
Totales							996.579	11.834.710	12.831.289	2.642.982	9.249.661	9.249.661	9.249.661	625.966.031	656.357.996

d) A continuación se describe el detalle con la principal información de la emisión y colocación de las líneas de Bonos de la Sociedad y sus filiales:

Razón social	Nombre abreviado	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representante de los Tenedores de Bonos	Fecha Escritura	Fecha última modificación	Notaría	Fecha de Colocación	Monto Colocación
								UF
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie E / N° 646	Banco de Chile	07/10/2010	08/11/2010	José Musalem Saffie	25/11/2010	4.000.000
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie H / N° 762	Banco Bice	27/06/2013	23/08/2013	José Musalem Saffie	29/08/2013	3.000.000
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie J / N° 945	Banco de Chile	10/09/2018	18/06/2019	Roberto Antonio Cifuentes	11/07/2019	5.000.000
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie J / N° 665	Banco de Chile	11/02/2012	22/09/2012	José Musalem Saffie	05/10/2011	1.000.000
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie L / N° 397	Banco de Chile	29/07/2004	29/11/2012	José Musalem Saffie	20/12/2012	2.500.000
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie O / N° 742	Banco de Chile	26/10/2012	29/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	2.000.000
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Emisión de Línea Serie A / N° 923	Banco de Chile	10/09/2018	10/09/2018	Roberto Antonio Cifuentes	10/01/2019	4.000.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Emisión de Línea Serie G / N° 663	Banco de Chile	11/02/2011	15/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	1.000.000

17.1. Instrumentos derivados

La Sociedad y sus filiales, siguiendo su política de gestión de riesgos financieros, puede suscribir contratos de derivados para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés y moneda (tipo de cambio).

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio de una moneda respecto de la moneda funcional de la Sociedad o sus filiales, producto de obligaciones existentes o futuras. Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras.

Las filiales de la Sociedad, han tomado Instrumentos derivados, correspondientes a Forward.

a) Los montos contabilizados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, son los siguientes:

Razón social	Nombre abreviado	Instrumento de cobertura	Subyacente cubierto	Riesgo cubierto	Tipo de cobertura	31/12/2021	31/12/2020
						M\$	M\$
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Cross Currency Swaps (*)	Flujo de UF	Moneda	Flujo de caja	-	147.556
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Forward (*)	Flujo de UF	Moneda	Flujo de caja	333.695	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Forward (*)	Flujo de UF	Moneda	Flujo de caja	174.202	-
Totales						507.897	147.556

(*) Presentado en la cuenta Otros Activos Financieros Corrientes (Ver nota 7).

18. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	178.271.828	120.689.016	330.482	-
Otras cuentas por pagar	15.548.849	12.049.910	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	193.820.677	132.738.926	330.482	-

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	110.871.977	66.433.977	330.482	-
Proveedores por compra de combustible y gas	2.265.544	844.190	-	-
Cuentas por pagar por importaciones en tránsito	4.762.778	4.234.289	-	-
Cuentas por pagar por bienes y servicios	60.371.529	49.176.560	-	-
Dividendos por pagar a terceros	211.648	242.926	-	-
Cuentas por pagar a instituciones fiscales	727.707	623.673	-	-
Otras cuentas por pagar	14.609.494	11.183.311	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	193.820.677	132.738.926	330.482	-

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	31/12/2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	19.006.132	143.070.429	16.195.267	178.271.828
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-
Totales	19.006.132	143.070.429	16.195.267	178.271.828

Proveedores con pago al día	31/12/2020			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	14.780.337	90.836.634	15.072.045	120.689.016
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-
Totales	14.780.337	90.836.634	15.072.045	120.689.016

En relación al pago de proveedores, en general se efectúa en el plazo de 30 días y además no se encuentran afectos a intereses.

El detalle de los principales proveedores de Cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Razón social proveedor	RUT	31/12/2021	
		M\$	%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	4.401.430	2,47%
Gm Holdings S.A	76.240.103-7	2.085.724	1,17%
Centelsa	Proveedor Extranjero	2.022.317	1,13%
Cobra Montajes, Servicios Y Agua Ltda.	76.156.521-4	1.777.777	1,00%
Transelec S. A.	76.555.400-4	1.391.984	0,78%
Enel Generacion Chile S.A	91.081.000-6	1.152.414	0,65%
Cam Chile S. A.	96.543.670-7	1.144.300	0,64%
Cge S.A.	76.411.321-7	1.053.732	0,59%
Zhongli Science And Techn	Proveedor Extranjero	1.043.898	0,59%
Telecom Y Electricidad S.A.	96.524.340-2	1.033.815	0,58%
Elecnor Chile S. A.	96.791.730-3	1.007.981	0,57%
Cia Petroleo De Chile Cop	99.520.000-7	998.937	0,56%
Huemul Energia Spa	76.580.849-9	995.433	0,56%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		99.477.453	55,80%
Otros Proveedores		58.684.633	32,92%
Totales		178.271.828	100%

Razón social proveedores	RUT	31/12/2020	
		M\$	%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	2.131.719	1,77%
HMV Chile	59.172.470-3	1.844.068	1,53%
Transelec S.A.	76.555.400-4	1.759.720	1,46%
Servicios Eléctricos Elecsa Ltda.	76.051.155-2	1.629.200	1,35%
CAM Chile S.A.	96.543.670-7	1.370.477	1,14%
Centelsa	Proveedor extranjero	1.330.235	1,10%
Finning Chile S.A.	91.489.000-4	1.281.776	1,06%
Enel Generación Chile S.A.	91.081.000-6	1.231.155	1,02%
Zhongli Science and Techn	Proveedor extranjero	950.124	0,79%
Cobra Montajes, Servicios y Agua Ltda.	76.156.521-4	921.379	0,76%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		61.891.315	51,28%
Otros proveedores		44.347.848	36,75%
Totales		120.689.016	100,00%

(*) Energía y Peajes pendientes de reliquidación y/o facturación por el Sistema Eléctrico.

19. Instrumentos financieros

19.1. Instrumentos financieros por categoría

Según categoría los activos y pasivos por instrumentos financieros son los siguientes:

a) Activos Financieros

Activos financieros	31/12/2021			
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.313.231	14.548.397	-	22.861.628
Otros activos financieros corrientes	-	-	507.897	507.897
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	266.154.144	-	-	266.154.144
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	2.263	-	-	2.263
Otros activos financieros no corrientes	5.609.183	-	-	5.609.183
Totales Activos financieros	280.078.821	14.548.397	507.897	295.135.115

Activos financieros	31/12/2020			
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	12.467.093	32.485.994	-	44.953.087
Otros activos financieros corrientes	-	-	147.556	147.556
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	207.210.173	-	-	207.210.173
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	2.263	-	-	2.263
Otros activos financieros no corrientes	5.072.099	-	-	5.072.099
Totales Activos financieros	224.751.628	32.485.994	147.556	257.385.178

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros	31/12/2021		
	A costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	925.383.070	-	925.383.070
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	3.607.584	-	3.607.584
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	194.151.159	-	194.151.159
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	122.935.762	-	122.935.762
Totales Pasivos financieros	1.246.077.575	-	1.246.077.575

Pasivos financieros	31/12/2020		
	A costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	744.377.193	-	744.377.193
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	3.846.054	-	3.846.054
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	132.738.926	-	132.738.926
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	145.730.318	-	145.730.318
Totales Pasivos financieros	1.026.692.491	-	1.026.692.491

19.2. Valor justo de instrumentos financieros

a) Valor justo de instrumentos financieros contabilizados a costo amortizado

A continuación se resumen los valores razonables de los principales activos y pasivos financieros, incluyendo aquellos que en el Estado Consolidado de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos financieros	31/12/2021	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado		
Efectivo en caja	4.106.048	4.106.048
Saldo en bancos	4.207.183	4.207.183
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	266.154.144	266.154.144

Pasivos financieros	31/12/2021	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Pasivos financieros mantenidos a costo amortizado		
Otros pasivos financieros corrientes (deuda bancaria)	155.408.556	155.408.556
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (bonos)	707.974.514	645.891.074
Otros pasivos financieros no corrientes (deuda bancaria)	62.000.000	62.000.000
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	3.607.584	3.607.584
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	194.151.159	194.151.159

b) Metodología y supuestos utilizados en el cálculo del Valor Justo

El Valor Justo de los Activos y Pasivos Financieros se determinaron mediante la siguiente metodología:

- Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes así como cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corresponden a saldos por cobrar principalmente asociados a

venta de energía y peajes, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Valor Justo.

- b) El Valor Justo de los Bonos y de la Deuda Bancaria, se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

c) Reconocimiento de mediciones a Valor Justo en los Estados Financieros Consolidados:

El reconocimiento del valor justo en los Estados Financieros Consolidados se realiza de acuerdo con los siguientes niveles:

Nivel 1: Corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.

Nivel 2: Corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).

Nivel 3: Corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

20. Provisiones

20.1. Otras provisiones corrientes

- a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Otras provisiones (*)	8.434.860	8.121.205
Totales	8.434.860	8.121.205

(*) Corresponde a provisiones de multas y juicios.

- b) El movimiento de las provisiones durante los años 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	8.121.205	8.121.205
Provisiones adicionales	2.993.137	2.993.137
Provisiones no utilizadas	(1.908.330)	(1.908.330)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	114.277	114.277
Provisiones utilizadas	(885.429)	(885.429)
Total movimientos	313.655	313.655
Saldo final al 31/12/2021	8.434.860	8.434.860

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	7.270.720	7.270.720
Provisiones adicionales	1.006.803	1.006.803
Provisiones no utilizadas	(410.972)	(410.972)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	890.080	890.080
Provisiones utilizadas	(635.426)	(635.426)
Total movimientos	850.485	850.485
Saldo final al 31/12/2020	8.121.205	8.121.205

20.2. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	2.660.473	2.270.865
Provisión por beneficios anuales	7.673.440	8.372.565
Totales	10.333.913	10.643.430

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	2.270.865	8.372.565	10.643.430
Incremento (decremento) en provisiones existentes	2.394.741	9.674.298	12.069.039
Provisiones utilizadas	(2.005.133)	(10.373.423)	(12.378.556)
Total movimientos	389.608	(699.125)	(309.517)
Saldo final al 31/12/2021	2.660.473	7.673.440	10.333.913

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	2.070.005	8.107.585	10.177.590
Incremento (decremento) en provisiones existentes	509.057	8.042.684	8.551.741
Provisiones utilizadas	(308.197)	(7.777.704)	(8.085.901)
Total movimientos	200.860	264.980	465.840
Saldo final al 31/12/2020	2.270.865	8.372.565	10.643.430

20.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnizaciones por años de servicios: El trabajador percibe una proporción de su sueldo base (0,9) por cada año de permanencia en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante a lo menos 10 años.

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Indemnizaciones por años de servicios	14.204.873	16.851.375
Totales	14.204.873	16.851.375

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en el presente año ascienden a M\$ 1.353.726.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para la Sociedad y sus filiales corresponde a 10,5 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	Monto
	M\$
1	1.353.726
2	847.982
3	967.900
4	807.244
5	782.646
6	4.995.856

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	16.851.375
Costo por intereses	1.149.726
Costo del servicio del ejercicio	1.230.566
Pagos realizados en el ejercicio	(979.918)
Variación actuarial	(4.046.876)
Total movimientos	(2.646.502)
Saldo final al 31/12/2021	14.204.873

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	14.274.624
Costo por intereses	464.029
Costo del servicio del ejercicio	1.759.421
Pagos realizados en el ejercicio	(297.951)
Variación actuarial	651.252
Total movimientos	2.576.751
Saldo final al 31/12/2020	16.851.375

c) Los montos registrados en los resultados integrales, son los siguientes:

Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Costo por intereses	1.149.726	464.029
Costo del servicio del año	1.230.566	1.759.421
Total Gasto reconocido en Estado de Resultados	2.380.292	2.223.450
Pérdida actuarial neta por plan de beneficios definidos	(4.046.876)	651.252
Totales Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	(1.666.584)	2.874.702

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2021

Tasa de descuento (nominal)	5,50%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,50%
Tablas de mortalidad	CB H 2014 / RV M 2014
Tasa de rotación	2,00%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Al 31 de diciembre de 2021, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	1.663.825	(1.406.109)

Al 31 de diciembre de 2021, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(1.367.115)	1.589.441

20.4. Juicios y multas

A la fecha de preparación de estos Estados Financieros Consolidados, los juicios y multas más relevantes, son los siguientes:

20.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad y sus filiales, son los siguientes:

Razón social	Nombre abreviado	Tribunal	N° Rol	Materia	Partes involucradas	Etapas procesales	Cuanta M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado de Policía Local de Llanquihue	7058-2016	Demanda por Ley del Consumidor.	Pérez con SAESA	Pendiente en primera instancia	10.581
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado Cobranza Laboral Osorno	C-121-2016	Laboral/ley Bustos.	Care con SAESA	Pendiente en primera instancia	50.000
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2231-2017	Colectiva Consumidor Temporales Junio.	SERNAC con SAESA	Pendiente Corte Suprema	77.928
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-1380-2019	Indemnización perjuicios.	Kristen con SAESA	Pendiente Corte Suprema	98.432
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-1755-2019	Indemnización perjuicios fallecimiento Héctor Ojeda.	Barrientos y Otro con SAESA	Pendiente en primera instancia	204.748
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	2° Juzgado Civil de Valdivia	C-3785-2019	Indemnización perjuicios.	Weksler Luis con SAESA	Pendiente en primera instancia	106.619
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-4408-2019	Indemnización de perjuicios Incendio.	Stange con SAESA	Pendiente en primera instancia	89.600
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-2733-2019	Indemnización de perjuicios Accidente.	Alvarado con SAESA	Pendiente en primera instancia	144.732
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-814-2020	Indemnización perjuicios.	Miranda Johanna con SAESA	Pendiente en primera instancia	204.748
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	2° Juzgado de Policía Local de Osorno	5406-2020	Indemnización perjuicios Ley consumidor.	Gebauer Radomir y Otros con SAESA	Pendiente en primera instancia	14.000
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado de Letras de Ancud	C-470-2020	Indemnización perjuicios.	Hernández José con SAESA	Pendiente en primera instancia	228.067
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado Policial Local de Quellón	118-2021	Consumido.	Marimán Elizabeth con SAESA	Pendiente en primera instancia	30.000
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado de Letras de Los Lagos	C-94-2021	Demanda reivindicatoria.	Quilada Samuel con SAESA	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado Policial Local de Panguipulli	1720-2021	Demanda Ley consumidor.	Marimán D. Jessica con SAESA	Pendiente en primera instancia	20.000
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	1° Juzgado de Policía Local Osorno	6206-2021	Querrela infraccional Ley consumidor.	SERNAC con SAESA	Pendiente en primera instancia	62.297
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado del Trabajo de Valdivia	O-156-2021	Demanda laboral subsidiaria.	Antillanca Alberto con Cam Chile S.A. y SAESA	Pendiente en primera instancia	11.551
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	1° Juzgado Civil de Chillán	C-1985-2021	Demanda indemnización de perjuicios.	Camus A. Martín y otros con Jara David, Soc. Com. Karvin II Ltda.	Pendiente en primera instancia	431.000
Empresa Eléctrica de Aisen S.A.	EDELAYSÉN	7° Juzgado Civil de Santiago	C-12102-2015	Indemnización de perjuicios extracontractual. No traslado de Postación.	Constructora San Felipe con EDELAYSÉN	Pendiente en segunda instancia	2.927.776
Empresa Eléctrica de Aisen S.A.	EDELAYSÉN	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2227-2017	Demanda colectiva por ley del consumidor. Temporales de junio.	SERNAC con EDELAYSÉN	Pendiente Casación Corte Suprema	76.916
Empresa Eléctrica de Aisen S.A.	EDELAYSÉN	Juzgado del Trabajo Coyhaique	O-13-2020	Demanda Laboral subsidiaria.	Cea José y Otros con Soluciones de Comunicaciones Minería Ltda.	Pendiente en primera instancia	6.589
Empresa Eléctrica de Aisen S.A.	EDELAYSÉN	Juzgado del Trabajo Puerto Aysen	O-4-2020	Demanda Laboral subsidiaria.	Andrade y Otros con Soluciones de Comunicaciones Minería Ltda.	Pendiente en primera instancia	5.548
Empresa Eléctrica de Aisen S.A.	EDELAYSÉN	Juzgado Letras de Chaitén	C-48-2020	Juicio Sumario Servidumbre.	Rodriguez Alonso con EDELAYSÉN	Pendiente en primera instancia	70.000
Empresa Eléctrica de Aisen S.A.	EDELAYSÉN	1° Juzgado de Policía Local Osorno	6205-2021	Querrela infraccional Ley consumidor.	SERNAC con EDELAYSÉN	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2240-2020	Indemnización de perjuicios.	Fuentesalba con Municipalidad Osorno y LUZ OSORNO	Pendiente en primera instancia	52.000
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	1° Juzgado de Policía Local Osorno	5940-2021	Querrela infraccional Ley consumidor.	SERNAC con LUZ OSORNO	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Letras de Santa Juana	C-30-2017	Indemnización perjuicios por responsabilidad extracontractual. Servidumbre.	Romero con FRONTEL	Pendiente en segunda instancia	95.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Policía Local de Carahue	33327-2017	Consumidor. Calidad Suministro.	Saer y otros con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	19.635
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2228-2017	Demanda colectiva por ley del consumidor. Temporales de junio.	SERNAC con FRONTEL	Pendiente Casación Corte Suprema	899.688
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado Policial Local de Florida	966-2017	Consumidor. Calidad Suministro.	Paredes con FRONTEL	Pendiente en primera instancia. Sentencia absolutoria	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Letras de Lautaro	C-497-2017	Indemnización perjuicios. Muerte por electrocución.	Acuña y otros con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	400.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de letras y Garantía Curacautín	C-124-2018	Ley Indígena Restitución de terrenos e indemnización de perjuicios.	Viñola y otros con Frontel	Pendiente en primera instancia	60.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado Letras de Bulnes	C-277-2019	Juicio Sumario Servidumbre.	San Martín Pedro con FRONTEL	Indeterminado	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	1° Juzgado de Letras de Osorno	C-449-2019	Indemnización de perjuicios Incendio.	Cruces y otros con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	611.141
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado Policial Local Bulnes	97-2019	Consumidor.	Soc. Médica e Inv. Trívica con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	55.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2545-2019	Indemnización de perjuicios Incendio.	Agrícola Víctor Padilla EIRL con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	949.950
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Letras y Garantía Florida	11-2018	Querrela criminal incendio.	Lavin María con FRONTEL	No perseverar 25.06.19	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Letras y Garantía Laja	679-2019	Querrela criminal incendio.	Ariagada A. Regina con FRONTEL	En investigación	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Letras y Garantía Nueva Imperial	281-2019	Querrela criminal incendio.	Curhucana Zola con FRONTEL	En investigación	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Letras y Garantía Nueva Imperial	288-2019	Querrela criminal incendio.	Municipalidad de Chol Chol con FRONTEL	En investigación	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	C-5159-2019	Indemnización perjuicios Incendio.	Figueras Ramón con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	251.300
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado Letras y Garantía de Collipulli	C-225-2019	Indemnización de perjuicios Incendio.	Riquelme Mirha con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	40.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	1° Juzgado Civil Temuco	C-5443-2019	Indemnización de perjuicios.	Kaiser W. Juan con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	753.672
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Letras de Victoria	C-1011-2019	Indemnización de perjuicios.	Regis María con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	110.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2078-2020	Indemnización de perjuicios.	Sera y Asesorías Maritimas y Terrestres Ltda. con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	32.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Letras de Lautaro	C-330-2020	Indemnización de perjuicios.	Rui y otros con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	70.492
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Letras de Lautaro	C-331-2020	Indemnización de perjuicios.	Comercial Puelo Ltda. con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	155.796
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Garantía Traiguén	861-2019	Querrela por daños.	Vivianes Soto Bustos con FRONTEL	No perseverar 30.01.21	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Garantía de Angol	146-2020	Querrela por Usurpación.	José Ángel Colpaje Rain con FRONTEL	En Investigación	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Garantía de Lautaro	768-2019	Querrela Criminal Incendio.	Rui y Otros con FRONTEL	No perseverar 16.05.21	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado Letras de Bulnes	C-445-2020	Cobro en perso.	Arsavena con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	6.300
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	1° Juzgado del Trabajo de Santiago	O-889-2020	Indemnización de perjuicios.	Hermanos Ingeniería Eléctrica con FRONTEL	Pendiente en segunda instancia	291.780
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Garantía de Pitrufquen	384-2019	Querrela incendio.	Rios con FRONTEL	En Investigación	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	2° Juzgado Civil de Concepción	C-6981-2020	Servidumbre.	Fonseca M. y otros con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	28.900
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	1° Juzgado Civil Temuco	C-288-2021	Indemnización de perjuicios.	Rivera Fortunato y otros con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	338.650
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Policía Local de Laja	6830	Demanda Ley consumidor.	Gonzalez F. Simón con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Letras Cañete	C-118-2021	Demanda indemnización perjuicios.	Mulvey V. Diego con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	115.616
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	2° Juzgado Civil de Osorno	C-1130-2020	Demanda indemnización perjuicios.	Collis Eladio y otros con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	4.330.277
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2162-2020	Demanda indemnización perjuicios.	Asociación de Desarrollo Kachi con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	1.333.640
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado Garantía de Nacimiento	657-2021	Querrela incendio.	Letelier Loreto y otros (89 querrelantes) con FRONTEL	En Investigación	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado Policial Local Collipulli	1370-2020	Querrela infraccional Ley consumidor.	Riquelme M. Mirha con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	1° Juzgado Policial Local Osorno	6204-2021	Querrela infraccional Ley consumidor.	SERNAC con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	62.297
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado Policial Local de Los Álamos	1069-2021	Querrela infraccional Ley consumidor.	Bernal E. Cristian con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	63.880
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado Policial Local de Antuco	463-2021	Denuncia irregularidad construcción servicio instalación postes y medidores.	Contreras R. Ana María con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado del Trabajo de Concepción	O-1247-2021	Despido injustificado.	Rodriguez R. Gabriel con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	42.805
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	1° Juzgado Civil Temuco	C-289-2021	Demanda indemnización de perjuicios Incendio.	Sucedón E. Ballotta y otros con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	561.750
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado de Letras de Yungay	C-304-2020	Demanda Reconvenicional Indemnización de Perjuicios.	Municipalidad de Tucapel con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	114.164
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-0003-2021	Reclamación de Liquidaciones N°47 y N°48, Renta 2016.	FRONTEL con SII	Actualmente la causa se encuentra suspendida a la espera de la resolución por parte del SII de la solicitud presentada para poner término al juicio en virtud del art. 33° transitorio.	104.910
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-0002-2021	Reclamación de Resolución N°144, Renta 2017.	FRONTEL con SII	Actualmente, estamos a la espera de aparecer en la tabla para alegar la causa ante la Corte. En caso de que FRONTEL aparezca en tabla, se presentará una suspensión del procedimiento de comiso acuerdo, hasta que se resuelva la solicitud de término de juicio respecto al AT 2016.	171.768
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Juzgado de Letras de Castro	C-2354-2017	Servidumbre. Reclamación tasación.	Gerlach con STS	Terminada condenada Monto \$50.557.302 - Pendiente pago	50.557
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	1° Juzgado Civil de Osorno	C-501-2021	Indemnización perjuicios.	Vidal Héctor con STS	Pendiente en primera instancia.	61.983
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Centro de Arbitraje y Mediación	4623-2021	Juicio Arbitral.	Montajes Servicios y Agua Ltda. con STS	Pendiente en primera instancia.	1.500.000
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Corte Suprema	GR-12-00015-2020	Casación en el fondo en contra de la sentencia de segunda instancia que confirmó de la primera instancia que resuelve el reclamo tributario interpuesto contra la Resolución N° 77320100406, IVA marzo y abril 2017.	STS con SII	Sentencia definitiva rechazó íntegramente reclamo tributario. Se interpuso Recurso de apelación, el cual fue rechazado, confirmando la sentencia de primera instancia. Se interpuso recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, el cual ya pasó su examen de admisibilidad y se encuentra pendiente de fijarse en tabla para alegatos.	285.363

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 2.000.

Para los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad y de sus filiales han estimado que se obtendrán resultados favorables, o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.

20.4.2 Multas

Las multas cursadas a la Sociedad y a sus filiales, y aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Razón social	Nombre abreviado	N° Resolución Exenta	Fecha resolución	Organismo	Concepto	Estado	Monto M\$
Multas pendientes de resolución de años anteriores							
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	954	31/03/2008	VIALIDAD	Falta de permiso.	Excepciones	21.668
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	1.428	08/05/2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Excepciones	16.251
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	27.023	02/01/2019	SEC	Incumplir obligaciones de poda accidente Isla Tenglo.	Pendiente Reposición	54.171
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	27.006	28/12/2018	SEC	Indicadores 2015-2016.	Reclamo de Ilegalidad	226.326
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	32.376	14/04/2020	SEC	Incumplir obligaciones de mantención.	Recurso de Reposición	27.086
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	299	04/02/2013	VIALIDAD	No solicitar permiso para atravesos.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	8.126
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	14.660	04/08/2016	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	10.834
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	12.389	17/02/2016	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	10.834
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	1.870	30/09/2021	DIR. TRABAJO	No vigilar empresa principal el cumplimiento a las empresas contratistas sobre medidas de seguridad.	Pendiente reclamación	1.083
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	13.740	31/05/2016	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición	54.171
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	24.250	13/06/2018	SEC	Falla línea 66 KV Angal-Los Sauces.	Reclamo de Ilegalidad	32.503
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	27.011	28.12.2018	SEC	Indicadores 2015-2016	Reclamo de Ilegalidad	395.123

Razón social	Nombre abreviado	N° Resolución Exenta	Fecha resolución	Concepto	Concepto	Estado	Monto M\$
Multas cursadas en 2021							
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	34.854	02/09/2021	SEC	No efectuar lecturas marzo y abril 2020.	Reposición	5.417
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	34.860	02/09/2021	SEC	No efectuar lecturas marzo y abril 2020.	Reposición	542
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	34.861	02/09/2021	SEC	No efectuar lecturas marzo y abril 2020.	Reposición	542
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	34.867	03.09.2021	SEC	SEC resuelve reposición. Rebajan de 1.000 UTM a 500 UTM.	Reposición	10.834

Multas por calidad de servicio formuladas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Con fecha 25 de agosto de 2020 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante SEC aplicó sanciones por concepto calidad de servicio a varias empresas distribuidoras del país. Dentro de las sociedades multadas se encuentra la filial Frontel y otras empresas del Grupo Saesa, las cuales, son principalmente por exceder durante el periodo de un año el límite máximo de interrupciones en el suministro de servicio eléctrico establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Considerando que Grupo Saesa ha trabajado fuertemente en un plan de inversiones desde el año 2017 a la fecha, lo que se ha traducido en una mejora permanente en los indicadores de calidad de suministro desde que comenzaron las inversiones hasta el actual período de evaluación (Enero 2019 a Diciembre 2019), se encuentra analizando los antecedentes asociados a las multas, de modo de recurrir a las instancias pertinentes con el fin de dejarlas sin efecto o rebajarlas considerablemente en atención a los argumentos indicados precedentemente, por lo que, a la fecha de hoy, el pago de una multa no es probable, y en caso que el escenario cambie y fuera probable un desembolso, no es posible estimar su monto de manera confiable.

A diciembre de 2021, producto de las nuevas resoluciones correspondientes al período enero - diciembre 2019, las multas por calidad de servicio han disminuido considerablemente.

El monto reconocido por provisiones en los Estados Financieros Consolidados es a juicio de la Administración, la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres que rodean los sucesos y circunstancias concurrentes a la valoración de la misma.

En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad y sus filiales han estimado que se obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

21. Otros pasivos no financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (obras FNDR)	36.208.778	40.654.650	-	-
Otras obras de terceros	11.018.368	10.049.740	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	401.898	386.445	8.500.905	8.564.282
Otros pasivos no financieros (*)	-	-	3.396.634	1.904.096
Total Otros pasivos no financieros	47.629.044	51.090.835	11.897.539	10.468.378

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y sus filiales, y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.16.2.

(*) Incluye la parte no corriente de M\$ 1.696.926 al 31 de diciembre de 2020, producto de la compra a Eléctrica Puntilla S.A. del 49,9% de las acciones que esta poseía en la Sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC") por parte de STA. El valor total de la operación fue de US\$17.500.000 (diecisiete millones quinientos mil dólares estadounidenses). Además, incluye el pago adicional comprometido relativo a la opción de compra de acciones de Tolchén adquirida por la filial STA a Inversiones Bosquemar Ltda. ("IBL") (ejecutada al momento de la compra de la mencionada filial), de M\$3.209.854 al 31 de diciembre de 2021.

El detalle de los ingresos anticipados por venta de peajes al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Clientes	Proyectos	Fecha liquidación	Corrientes		No corrientes	
			31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
			M\$	M\$	M\$	M\$
Hidroenergur, Hidronalcalas e Hidropalmar (*)	Tramo de línea 220 kV Antillanca - Barro Blanco	01/06/2042	91.929	91.929	1.792.625	1.884.555
Hidroenergur, Hidronalcalas e Hidropalmar (*)	S/E Antillanca	01/06/2042	83.571	83.571	1.629.623	1.713.195
Hidroenergur, Hidronalcalas e Hidropalmar (*)	Tramo de línea 110 kV Aihuapi - Antillanca	01/06/2042	23.102	23.102	944.004	991.983
Hidroenergur, Hidronalcalas e Hidropalmar (*)	Licán - Pilmaiquén	01/12/2043	27.537	27.537	584.934	612.471
Hidroenergur, Hidronalcalas e Hidropalmar (*)	Tramo de línea 110 kV S/E Río Bonito - Aihuapi	01/08/2042	47.223	47.223	435.745	458.092
Hidroenergur, Hidronalcalas e Hidropalmar (*)	Correntoso - Capullo	01/06/2045	16.371	16.371	384.480	400.851
Hidroenergur, Hidronalcalas e Hidropalmar (*)	Casualidad - Licán	01/11/2046	14.852	14.852	380.881	395.732
Hidroenergur, Hidronalcalas e Hidropalmar (*)	S/E Río Bonito y Paño Aihuapi	01/08/2042	17.397	17.397	342.688	360.086
Hidroenergur, Hidronalcalas, Hidropalmar, Hidro Ensenada e Hidrobonito (*)	Otros proyectos	-	48.796	48.796	1.207.770	1.256.566
Parque Eólico Cabo Leones I.S.A. (*)	Ampliación del Galpón GIS	31/12/2047	-	-	152.989	133.750
Ibereólica Cabo Leones II S.A. (*)	Ampliación del Galpón GIS	31/12/2047	-	-	152.989	133.750
Eólica La Esperanza S.A. (**)	Conexión y peaje Parque Eólico La Esperanza a Subestación Negrete	31/03/2036	15.667	15.667	207.587	223.251
Hidroeléctrica Trueno S.A.	Proyecto Trueno	-	15.453	-	284.590	-
Total Clientes			401.898	386.445	8.500.905	8.564.282

(*) La amortización es a 30 años desde la puesta en marcha por cada tramo.

(**) La amortización es a 20 años desde la puesta en marcha por cada tramo.

22. Patrimonio

22.1. Patrimonio neto de la Sociedad

22.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el capital social de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. asciende a M\$385.906.755. El capital está representado por 100 acciones serie A y 79.573.672 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

Las acciones serie A tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias, pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de Accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de Accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

22.1.2. Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2021 se aprobó el pago de un dividendo final de \$534,6208377655 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, lo que significó un pago total de M\$42.541.797. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 28 de mayo de 2021.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2020 se aprobó el pago de un dividendo final de \$413,8615318248 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que significó un pago total de M\$32.932.523. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 30 de mayo de 2020.

22.1.3. Otras reservas

El detalle al 31 de diciembre de 2021 de otras reservas, es el siguiente:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2021	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Saldo final al 31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	11.717.258	-	14.359.153	-	-	26.076.411
Reserva de coberturas negocios conjuntos, neta de impuestos	259	-	-	-	-	259
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	107.741	-	18.340	-	-	126.081
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(3.260.642)	-	-	2.937.679	-	(322.963)
Otras reservas varias (*)	10.221.235	-	-	-	11.872.159	22.093.394
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870	-	-	-	-	9.870
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (**)	19.506.605	-	-	-	-	19.506.605
Totales	38.302.326	-	14.377.493	2.937.679	11.872.159	67.489.657

(*) Otras reservas varias por M\$22.093.394, están compuestas por M\$8.506.366 que corresponden a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), abono por M\$585.683 por efecto de la compra a Eléctrica Puntilla S.A. del 49,9% de las acciones que esta poseía en la Sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC") por parte de Inversiones Los Lagos IV Limitada, M\$11.873.639 por efecto de la fusión de STS con Saesa Transmisión y frontel Transmisión y por M\$2.300.552, por efecto de absorción de su filial Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., realizada el 5 de diciembre de 2008. Esta última operación fue tratada como unificación de intereses por corresponder a empresas bajo control común.

(*) Con fecha 1 de diciembre de 2021, se realizó la fusión por incorporación de las empresas de transmisión antigua STS, Frontel Transmisión en Nueva STS, quedando la mencionada Sociedad como continuadora legal. Luego de producida la fusión la empresa pasó a denominarse Sistema de Transmisión del Sur S.A. o STS (Nueva STS). En esta fusión se originó una plusvalía tributaria que dio origen a un activo por impuesto diferido de

MM\$ 12.017 millones. Por tratarse de una operación entre partes relacionadas, los efectos que se originen deben formar parte del patrimonio. Bajo esa directriz la Sociedad reclasificó este efecto en Otras reservas.

(**) El efecto por fusión de M\$19.506.605 se origina en la fusión por absorción de las sociedades filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$19.749.955, la diferencia por M\$243.350, corresponde al ajuste de participación de la Sociedad en Saesa y Frontel producto del canje de acciones, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

El detalle al 31 de diciembre de 2020 de otras reservas, es el siguiente:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2020	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Saldo final al 31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	14.823.670	(3.106.412)	-	-	-	11.717.258
Reserva de coberturas negocios conjuntos, neta de impuestos	259	-	-	-	-	259
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	256.297	-	(148.556)	-	-	107.741
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(2.786.805)	-	-	(473.837)	-	(3.260.642)
Otras reservas varias	11.056.646	-	-	-	(835.411)	10.221.235
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870	-	-	-	-	9.870
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (*)	19.506.605	-	-	-	-	19.506.605
Totales	42.866.542	(3.106.412)	(148.556)	(473.837)	(835.411)	38.302.326

22.1.4. Diferencias de conversión

El detalle de las sociedades filiales y de las sociedades relacionadas que presentan diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Reservas de diferencias de cambio en conversiones		31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	3.961.254	2.568.724
Sagesa S.A.	SAGESA	10.659.899	5.056.597
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	2.733.511	(1.956.812)
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	5.490.604	1.411.056
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	3.545.417	58.561
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	527.182	(70.745)
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	(962.361)	4.649.877
Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	120.905	-
Total Reservas de diferencias de cambio en conversiones		26.076.411	11.717.258

La reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de las filiales o negocios conjuntos que tienen moneda funcional dólar estadounidense.

22.1.5. Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	100.785.693	373.036	101.158.729
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	59.809.370	-	59.809.370
Reverso provisión dividendo año anterior	42.541.797	-	42.541.797
Pago dividendo año anterior	(42.541.797)	-	(42.541.797)
Provisión dividendo mínimo del año	(17.942.811)	-	(17.942.811)
Total movimientos	41.866.559	-	41.866.559
Saldo final al 31/12/2021	142.652.252	373.036	143.025.288

La utilidad distributable del año 2021, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2021, esto es M\$59.809.370.

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	24.574.266	373.036	24.947.302
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	141.805.989	-	141.805.989
Reverso provisión dividendo año anterior	9.879.758	-	9.879.758
Pago dividendo año anterior	(32.932.523)	-	(32.932.523)
Provisión dividendo mínimo del año	(42.541.797)	-	(42.541.797)
Total movimientos	76.211.427	-	76.211.427
Saldo final al 31/12/2020	100.785.693	373.036	101.158.729

La utilidad distributable del año 2020, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2020, esto es M\$141.805.989.

22.2. Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad y sus filiales es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el desarrollo de sus objetivos operacionales y financieros en el mediano y largo plazo, con el fin de generar retornos a sus accionistas.

22.3. Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de emisión de bonos que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 33 junto a que en una cuenta de reserva especial se tengan los flujos necesarios para el pago de sus obligaciones financieras por los próximos 12 meses. En virtud de lo anterior, la Administración tiene como objetivo realizar las operaciones de pago a sus accionistas en los períodos que hagan más eficiente el uso de los recursos de modo de disminuir los costos financieros asociados.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 la cuenta de reserva especial no tiene saldo.

22.4. Patrimonio de participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de diciembre de 2021 y 2020, son los siguientes:

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Patrimonio filiales		Participaciones no controladoras	
			31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	6,762675%	6,762675%	90.845.329	88.855.430	6.143.573	6.009.004
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA	0,001334%	0,001334%	41.782.901	34.281.097	557	456
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	0,083632%	0,083632%	285.347.134	277.532.322	238.641	232.106
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	0,626256%	0,626256%	158.387.204	148.403.624	991.909	929.388
77.312.201-6	Saesa Transmisión S.A. (*)	SAESA TX	0,083632%	0,083632%	-	216.636.083	-	181.177
77.307.979-K	Frontel Transmisión S.A. (*)	FRONTEL TX	0,626256%	0,626256%	-	14.274.289	-	89.393
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	0,064503%	0,080034%	359.633.034	81.245.426	231.974	65.023
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (*)	STS	0,141435%	0,000006%	256.664.587	132.881.342	363.014	9
Totales							7.969.668	7.506.556

(*) En diciembre 2021, Antigua STS se fusionó con Frontel Transmisión S.A. y Nueva STS, manteniendo la razón social de ésta última.

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Resultado filiales		Participaciones no controladoras	
			01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	6,762675%	6,762675%	2.916.360	5.233.345	197.223	353.913
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA	0,001334%	0,001334%	713.624	2.624.880	10	34
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	0,083632%	0,083632%	19.192.830	144.220.651	16.051	120.614
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	0,626256%	0,626256%	12.669.021	11.578.235	79.340	72.509
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	0,064503%	0,080034%	5.827.855	9.204.741	3.759	7.367
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	0,141435%	0,000006%	17.911.726	14.315.768	25.333	1
Totales							321.716	554.438

23. Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Venta de Energía	581.147.130	521.942.373
Distribución	428.599.456	398.764.288
Residencial	208.635.004	179.106.234
Comercial	106.897.333	105.054.319
Industrial	37.797.323	44.016.197
Otros	75.269.796	70.587.538
Transmisión	79.407.273	59.491.558
Generación y Comercialización	73.140.401	63.686.527
Otros ingresos	8.653.841	7.283.363
Apoyos	484.881	526.426
Arriendo medidores	900.585	947.107
Cargo por pago fuera de plazo	5.797.620	4.534.494
Otros	1.470.755	1.275.336
Total Ingresos de actividades ordinarias	589.800.971	529.225.736

Otros ingresos	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	26.002.405	27.425.477
Venta de materiales y equipos	29.216.363	22.518.507
Arrendamientos	2.805.645	3.119.630
Intereses créditos y préstamos	376.548	532.358
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	17.245.230	12.026.156
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	1.200.154	3.526.703
Otros ingresos	3.482.695	2.681.561
Total Otros ingresos	80.329.040	71.830.392

A continuación, se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 31 de diciembre de 2021 y 2020, según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Venta de energía distribución	428.599.456	398.764.288
Transmisión	79.407.273	59.491.558
Generación y comercialización	73.140.401	63.686.527
Otros ingresos	8.653.841	7.283.363
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	589.800.971	529.225.736
Total Ingresos de actividades ordinarias	589.800.971	529.225.736

Otros ingresos	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Arrendamientos	2.805.645	3.119.630
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	1.200.154	3.526.703
Otros Ingresos	3.482.695	2.681.561
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	7.488.494	9.327.894
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	29.216.363	22.518.507
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	17.245.230	12.026.156
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	46.461.593	34.544.663
Reconocimiento de ingresos a través del tiempo		
Construcción de obras y trabajos a terceros	26.002.405	27.425.477
Intereses créditos y préstamos	376.548	532.358
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	26.378.953	27.957.835
Total Otros ingresos	80.329.040	71.830.392

24. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Compras de energías y peajes	309.032.571	285.948.122
Combustibles para generación, materiales y servicios consumidos (Nota 10)	56.953.002	37.178.300
Total Materias primas y consumibles utilizados	365.985.573	323.126.422

25. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	55.611.586	46.775.640
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	6.351.382	4.386.259
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	3.642.035	2.393.446
Activación costo de personal	(8.393.497)	(9.323.082)
Total Gastos por beneficios a los empleados	57.211.506	44.232.263

26. Gasto por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Gasto por depreciación y amortización	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Depreciaciones de Propiedades, Planta y Equipo	38.428.971	37.378.686
Amortizaciones de Intangibles	2.040.962	889.435
Amortizaciones de Activos por derecho de uso	811.659	760.308
Total Gasto por depreciación y amortización	41.281.592	39.028.429

27. Ganancia (Pérdida) por deterioro

El detalle de los rubros referidos a deterioros por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Ganancia (pérdida) por deterioro	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	(10.760.616)	(8.341.553)
Total Ganancia (pérdida) por deterioro	(10.760.616)	(8.341.553)

28. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otros gastos, por naturaleza	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	27.740.380	31.193.278
Sistema generación	4.973.527	4.494.334
Mantención medidores, ciclo comercial	14.182.915	13.959.257
Operación vehículos, viajes y viáticos	3.293.888	1.955.561
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	679.979	1.288.096
Provisiones y castigos	362.703	442.003
Gastos de administración y otros servicios prestados	19.424.344	18.627.269
Egresos por construcción de obras a terceros	17.478.517	17.854.324
Otros gastos por naturaleza	3.576.546	4.087.081
Total Otros gastos, por naturaleza	91.712.799	93.901.203

29. Resultados Financieros

El detalle de los ingresos y costos financieros al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Resultado financiero	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	137.953	395.145
Ingresos financieros	137.953	395.145
Gastos por préstamos bancarios	(2.013.801)	(2.505.193)
Gastos por bonos	(21.310.779)	(20.725.164)
Otros gastos financieros	(4.570.004)	(2.868.958)
Activación gastos financieros	5.290.732	5.157.553
Costos financieros	(22.603.852)	(20.941.762)
Resultados por unidades de reajuste	(41.617.910)	(16.272.728)
Positivas	42.474.528	6.144.210
Negativas	(6.604.543)	(18.882.827)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	35.869.985	(12.738.617)
Total Resultado financiero	(28.213.824)	(49.557.962)

30. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Ingresos por enajenación de Activo Fijo	4.887.412	225.253
Egresos por enajenación de Activo Fijo	(1.409.840)	(119.809)
Otros ingresos fuera de la operación (*)	-	149.369.372
Otros ingresos/egresos (**)	(13.387)	(1.481.842)
Total Otras ganancias (pérdidas)	3.464.185	147.992.974

(*) Incluye los ingresos obtenidos por la venta de los Negocios Conjuntos denominados ELETRANS S.A., ELETRANS II S.A. y ELETRANS III S.A. por M\$ 149.196.189, las cuales fueron transferidas el 24 de junio de 2020. (Ver Nota 37)

(**) Incluye egresos por M\$ 1.360.546 asociado a esta operación de venta.

31. Información por Segmento

El siguiente análisis de negocio y segmento es requerido por NIIF 8, Información Financiera por Segmentos, para ser presentado por las entidades cuyo capital o títulos de deuda se negocian públicamente o que están en proceso de la emisión de títulos de deuda pública en los mercados de valores.

Los segmentos operativos son definidos como componentes de una entidad para los cuales existe información financiera separada que es regularmente utilizada por la Administración para la toma de decisiones, como asignar recursos y para evaluar el desempeño.

El negocio de la Sociedad y filiales es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados. Esto, porque uno de los focos principales del negocio es el control de los gastos (siempre dentro del cumplimiento normativo que permita el buen desempeño de la Sociedad y sus filiales), en la medida que las tarifas están reguladas por Ley y aseguran un retorno estable para sus activos.

No obstante lo anterior, el informe de gestión también incluye un detalle desagregado según empresa, que permite visualizar de mejor manera los costos, y para efectos de consistencia para consolidación trata las participaciones en filiales en una sola línea a valor patrimonial proporcional, según el siguiente detalle:

ACTIVOS	Eléctricas		Frontal		Innova		Frontal Tx		SQL		STA		STC		SGA		SATT		STN		Tolkén	
	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$
ACTIVOS CORRIENTES																						
Efectivo y equivalentes al efectivo	86.252	78.465	3.626.054	3.864.885	309.755	-	-	-	40.022	-	37.782	12.825	103.508	68.357	382.530	563.663	616.207	475.692	594.883	331.189	147.949	-
Otros activos financieros corrientes	333.695	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.202	-	-	-	-	-	-	147.556	-	-	-	-
Otros activos no financieros corrientes	-	-	448.051	356.762	718	-	-	-	966	-	-	-	46.618	49.385	65	-	100.919	72.068	75.267	49.465	-	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	70.056.219	56.015.119	1.658.342	-	-	-	-	2.799.398	-	-	-	-	146.128	163.977	15.012.243	9.572.237	1.061.845	2.044.927	3.480.527	4.926.109	474.792	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	13.508.680	51.288.871	4.950.005	309.113	6.288.498	-	-	-	424.638	-	7.163.502	2.726.109	14.593	1.182	1.763.153	1.292.058	40.455	18.362	3.818.282	3.311.312	-	-
Inventarios corrientes	-	-	14.138.400	14.379.656	6.684.170	-	-	-	-	-	-	-	22	-	-	-	-	-	42.188	2.022	-	-
Activos biológicos corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos corrientes, corrientes	8.574.657	10.970.982	2.003.632	3.813.730	1.836.950	-	-	-	2.436	-	6.268	162	-	4.988.759	406.621	47.997	7.577.955	5.946.346	30.093	14.938	23	-
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	22.503.284	62.338.318	95.222.361	78.799.255	11.118.433	-	-	2.799.398	468.524	-	7.381.754	2.739.096	310.869	5.271.659	17.564.612	11.476.455	9.397.381	8.704.951	8.041.240	8.635.015	622.764	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	22.503.284	62.338.318	95.222.361	78.799.255	11.118.433	-	-	2.799.398	468.524	-	7.381.754	2.739.096	310.869	5.271.659	17.564.612	11.476.455	9.397.381	8.704.951	8.041.240	8.635.015	622.764	-
ACTIVOS NO CORRIENTES																						
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.000	9.000	-	-
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar no corrientes	-	-	8.583.882	4.950.402	-	-	-	-	-	-	-	-	7.084	-	4.606.685	2.280.340	-	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	446.163.939	256.061.403	122.328	-	-	-	-	-	26.760.969	40.745	-	-	-	-	2.147.282	-	4.188.484	2.864.052	-	-	-	-
Inventarios, no corrientes	-	-	244.329	174.388	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inventarios contabilizados utilizando el método de la participación	802.007.499	736.629.750	-	-	-	-	-	-	386.228.956	107.377.566	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	3.997.211	3.965.973	-	-	-	-	6.111.517	-	-	-	12.761.871	10.741.280	-	-	-	-	-	-	3.467	3.868.307
Plusvalía	-	-	47.419.932	47.419.932	-	-	-	-	1.136.047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Propiedades, planta y equipo	-	-	238.389.741	215.798.314	7.937	-	-	43.875.619	-	-	-	-	50.611.080	43.347.464	-	-	107.677.540	73.536.264	51.372.716	43.446.264	23.858.444	-
Activos biológicos no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por derecho de uso	-	-	717.409	932.924	-	-	-	1.186.519	-	-	-	-	11.509	11.145	-	-	-	-	-	-	38.505	75.457
Activos por impuestos corrientes, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	1.544.963	2.394.649	3.697.828	3.132.799	91.713	-	-	108.061	12.598	-	1.325.662	-	8.502.344	4.710.357	175.538	100.633	4.586	4.974	6.988.286	5.680.482	1.486.558	-
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	1.249.716.401	995.085.802	303.172.660	276.354.732	95.650	-	-	58.446.297	12.598	-	421.559.151	107.418.311	71.893.888	58.810.246	4.782.223	4.528.255	111.870.610	76.405.290	58.465.974	49.211.203	29.213.909	-
TOTAL ACTIVOS	1.272.219.685	1.057.424.120	398.395.021	355.153.987	11.218.083	-	-	61.245.695	481.122	-	428.940.905	110.157.407	72.204.757	64.081.905	22.346.835	16.004.710	121.267.991	85.110.241	66.447.214	57.846.218	29.836.673	-
PATRIMONIO Y PASIVOS																						
PASIVOS CORRIENTES																						
Otros pasivos financieros corrientes	160.802.708	35.259.369	458.763	5.881.485	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.000.546	-	-	-
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	218.212	243.295	-	-	-	-	-	-	-	-	9.068	8.187	-	-	-	-	-	-	31.141	36.806
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	284.210	308.106	59.655.752	42.310.421	1.109.171	-	-	36.938	35.099	-	2.150.290	3.051.810	471.994	401.970	13.031.298	8.363.014	4.720.007	2.753.873	1.707.346	1.570.666	63.146	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	21.002.806	45.377.802	9.405.511	6.239.796	5.726.914	-	-	-	2.072	-	2.237.313	3.188.818	237.441	1.915.779	2.718.346	1.336.567	2.966.093	1.304.128	685.990	835.034	402.164	-
Otras provisiones corrientes	-	-	3.885.793	4.484.135	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	384.395	-	-	-
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	4.200.881	62	2.170.010	27.484	170.726	-	-	-	11.518	-	572.208	-	31.615	2.079	119.585	403.462	136.115	507.480	235.872	289.732	-	-
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	-	-	2.684.757	2.673.018	226.372	-	-	-	46.657	-	-	-	52.037	128.570	33.098	-	-	-	340.709	272.894	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	18.651.797	15.260.707	215.166	-	-	15.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	186.290.605	80.945.339	97.130.575	77.094.351	7.448.349	-	-	196.087	95.346	-	4.387.603	6.812.836	802.155	1.856.585	15.902.327	10.103.043	8.206.610	9.566.027	3.021.018	3.005.132	465.310	-
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	186.290.605	80.945.339	97.130.575	77.094.351	7.448.349	-	-	196.087	95.346	-	4.387.603	6.812.836	802.155	1.856.585	15.902.327	10.103.043	8.206.610	9.566.027	3.021.018	3.005.132	465.310	-
PASIVOS NO CORRIENTES																						
Otros pasivos financieros no corrientes	397.516.658	352.178.889	70.815.212	58.882.233	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	513.026	673.102	-	-	-	1.220.012	-	-	-	-	4.306	4.129	-	-	-	-	8.713	39.493	-	-
Cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	330.482	-	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	91.461.817	98.374.817	54.850.512	54.570.011	3.705.000	-	-	40.000.000	390.000	-	60.060.304	20.402.219	33.651.349	32.866.062	166.846	-	86.817.124	54.388.105	23.157.473	22.545.953	26.760.969	-
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pasivo por impuestos diferidos	528.905	557.165	12.392.427	10.650.500	-	-	-	5.332.056	-	-	1.650.110	-	8.098.755	4.361.524	-	-	1.814.203	795.129	10.825.417	8.410.074	1.033.543	-
Pasivos por impuestos corrientes, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	-	-	4.007.136	4.853.865	-	-	-	-	-	-	-	-	11.260	57.235	-	-	-	-	-	-	156.147	178.854
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	298.929	26.301	-	-	-	223.251	-	-	3.209.854	1.696.926	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES	489.507.380	451.110.971	142.877.242	129.656.612	3.705.000	-	-	46.775.319	390.000	-	64.920.266	22.099.145	41.765.670	37.288.950	166.846	-	88.461.809	55.183.234	34.147.750	31.174.374	27.794.512	-
TOTAL PASIVOS	675.979.985	532.056.310	240.007.817	206.750.363	11.153.349	-	-	46.971.406	485.346	-	69.307.871	28.911.981	42.567.825	39.145.535	16.669.173	10.103.043	96.668.419	64.749.261	37.188.768	34.179.506		

ACTIVOS	Sagsa		Cabo Leones		STA Cons		Saesa		Edelaysen		Luz Osorno		Saesa Cons		Saesa Tx		STS		Saesa Tx Cons		Eléctricas Cons		
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES																							
Efectivo y equivalentes al efectivo	52.691	126.989	56.979	53.155	2.399.638	1.632.070	13.946.904	37.474.460	1.747.329	857.830	705.674	527.788	16.399.907	38.860.098	-	-	407.109	517.569	407.109	517.569	22.861.628	44.953.087	
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	174.202	147.556	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	507.897	147.556	
Otros activos no financieros corrientes	493.255	312.756	34.066	28.905	1.662.553	512.579	497.077	356.955	291.472	214.937	22.442	17.161	810.991	589.053	-	-	912.363	733.315	912.363	2.923.279	2.191.709		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	1.776.374	641.332	948.402	7.349.588	40.946.306	24.698.170	89.839.516	75.148.440	12.587.527	9.267.377	6.681.591	6.251.210	109.108.634	90.667.027	-	-	3.069.526	18.043.995	15.212.070	18.043.995	15.581.596	221.769.963	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	1.161.231	3.284.637	1.000	1.000	4.119.150	5.740.839	18.786.645	10.591.136	936.973	27.827	45.820	785	13.343.531	4.862.730	-	-	4.271.369	1.515.238	368.056	1.515.238	368.056	2.263	
Inventarios corrientes	1.408.710	792.102	-	-	4.605.534	794.124	23.216.479	22.453.688	2.809.369	2.408.585	385.667	99.037	26.211.515	24.961.230	-	-	-	3.154.614	2.878.457	3.154.614	2.878.457	51.639.619	
Activos biológicos corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos corrientes, corrientes	61.594	9.188	-	-	8.391.046	11.007.369	93.362	93.362	6.580.426	3.126.528	985.624	388.302	7.659.412	3.608.192	-	-	308.492	4.325.907	308.492	4.325.907	28.468.133	33.726.170	
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	8.957.855	5.166.994	1.040.447	7.432.848	62.298.429	44.532.707	146.379.983	146.118.041	24.953.096	15.901.104	8.626.818	7.284.263	173.533.990	163.538.390	7.340.895	-	24.341.811	21.325.224	24.341.811	24.404.850	328.172.782	313.795.622	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	8.957.855	5.166.994	1.040.447	7.432.848	62.298.429	44.532.707	146.379.983	146.118.041	24.953.096	15.901.104	8.626.818	7.284.263	173.533.990	163.538.390	7.340.895	-	24.341.811	21.325.224	24.341.811	24.404.850	328.172.782	313.795.622	
ACTIVOS NO CORRIENTES																							
Otros activos financieros no corrientes	5.609.183	5.072.099	-	-	5.609.183	5.072.099	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.609.183	
Otros activos no financieros no corrientes	38.056	50.000	29.960	29.960	71.016	68.960	507	507	1.059	1.059	-	-	1.566	1.566	-	-	-	-	-	-	-	75.983	
Cuentas por cobrar no corrientes	10.820	21.772	-	-	16.257.242	2.302.112	16.874.733	8.497.807	1.502.499	727.660	1.165.825	975.958	19.543.057	9.801.425	-	-	11.542.653	394.924	11.542.653	394.924	44.384.181	17.448.863	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	19.218.442	19.400.055	-	-	4.188.484	5.011.334	9.591.927	15.491.149	9.591.927	14.171.376	-	-	9.591.927	15.491.149	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inventarios no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	3.601.866	1.450.766	-	-	-	666.451	103.186.775	101.023.973	-	-	-	-	-	-	-	-	149.303.172	2.961.668	2.395.073	2.961.668	2.395.073	-	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	235.160	180.782	2.901.394	2.479.782	64.646.185	13.401.844	19.634.155	2.743.780	146.757	146.757	510.166	510.166	20.291.078	3.400.703	-	511.356	38.763.869	17.349.899	38.763.869	35.099.665	88.934.474		
Plusvalía	-	-	-	-	76.854.698	-	108.106.883	108.306.883	-	-	-	-	108.306.883	108.306.883	-	66.109.123	-	75.718.651	66.109.123	75.718.651	66.109.123	232.581.513	
Propiedades, planta y equipo	61.631.127	47.963.770	36.866.754	31.762.148	689.133.533	240.055.910	256.880.719	242.569.086	92.654.789	80.656.465	27.317.468	22.833.149	376.852.976	346.058.700	-	3.986.768	357.115.872	272.973.826	357.115.872	276.960.594	1.304.384.187		
Activos biológicos no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por derecho de uso	-	-	93.414	90.017	1.283.851	176.619	943.959	1.298.004	45.659	52.249	-	-	989.618	1.350.253	-	-	1.140.423	-	1.140.423	-	2.990.878		
Activos por impuestos corrientes, no corrientes	7.717.642	6.586.942	5.133.367	3.861.834	37.003.951	20.945.212	5.738.563	4.977.048	873.103	407.059	-	-	326.680	331.827	-	-	6.698.346	1.487.733	6.698.346	1.487.733	49.389.399		
Activos por impuestos diferidos	98.153.266	80.726.188	45.004.989	38.423.931	858.048.143	287.720.541	667.538.204	631.026.278	95.223.866	96.162.425	29.320.139	24.551.460	542.515.451	490.126.613	-	-	219.910.418	492.232.204	296.601.495	492.232.204	384.447.152		
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	98.153.266	80.726.188	45.004.989	38.423.931	858.048.143	287.720.541	667.538.204	631.026.278	95.223.866	96.162.425	29.320.139	24.551.460	542.515.451	490.126.613	-	-	219.910.418	492.232.204	296.601.495	492.232.204	384.447.152		
TOTAL ACTIVOS	107.111.151	85.893.180	46.045.236	45.656.779	957.346.572	332.253.248	667.538.204	631.026.278	120.176.962	112.065.729	37.946.957	31.535.363	716.049.441	653.665.003	-	-	227.251.314	517.275.015	317.936.819	517.275.015	408.852.002	2.056.419.179	
PATRIMONIO Y PASIVOS																							
PASIVOS CORRIENTES																							
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	10.001.092	724.835	15.001.638	4.093.345	1.196.807	-	-	-	4.093.345	1.196.807	-	-	724.835	679.897	724.835	679.897	166.079.651	58.019.197	
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	15.889	8.189	329.609	53.182	356.112	405.464	15.342	15.056	-	-	371.454	420.520	-	-	273.511	-	273.511	-	519.275		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.956.046	2.604.616	240.224	240.631	42.124.821	18.986.580	76.847.804	52.235.117	9.234.857	5.630.938	4.528.963	2.976.203	90.611.624	60.842.258	-	27.292	14.784.470	10.227.333	14.784.470	10.254.625	193.820.677		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	229.310	817.325	819.912	749.533	10.183.821	4.652.872	3.799.716	45.269.712	3.799.716	2.992.239	4.874.981	3.434.327	10.480.466	45.929.260	-	-	15.247.678	8.912.925	15.247.678	4.641.556	19.829.433		
Otras provisiones corrientes	-	3.686	-	-	2.081.521	3.686	1.786.282	2.563.698	328.392	406.145	352.892	237.837	2.467.566	3.207.680	-	-	1.697.126	451.704	1.697.126	451.704	8.434.860		
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	5.780	4.078	72.180	65.353	1.604.326	1.844.391	5.309.418	27.205.900	554.773	607.311	554.341	1.050.107	5.868.288	28.863.318	-	-	983.179	9.733.697	983.179	9.733.697	10.488.962		
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	283.296	188.143	-	-	1.083.441	589.607	5.606.423	5.504.822	554.773	529.237	131.490	199.647	6.292.686	6.233.706	-	-	374.301	1.147.099	374.301	1.147.099	10.333.913		
Otros pasivos no financieros corrientes	378.602	847.375	-	-	933.483	847.375	22.433.514	28.589.372	3.420.359	3.044.709	1.972.725	2.604.804	27.826.998	34.238.885	-	-	556.881	728.201	556.881	728.201	47.629.044		
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.853.034	4.465.223	1.148.205	11.064.798	59.067.939	41.979.331	124.664.574	162.970.892	17.357.968	13.225.635	12.415.392	10.502.925	148.012.027	180.932.434	9.764.610	-	34.641.981	22.163.538	34.641.981	22.656.779	461.072.602		
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	5.853.034	4.465.223	1.148.205	11.064.798	59.067.939	41.979.331	124.664.574	162.970.892	17.357.968	13.225.635	12.415.392	10.502.925	148.012.027	180.932.434	9.764.610	-	34.641.						

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Eléctricas		Frontal		Innova		SGL		STA		STC		SGA		SATT		STN		Tolchén	
	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)																				
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	167.211.362	154.075.699	-	-	-	-	-	-	3.568.060	3.083.771	51.511.977	33.383.920	5.357.968	4.848.153	7.473.688	7.420.228	1.215.247	-
Otros ingresos	-	11.467	22.773.386	21.641.346	2.251.800	-	426.265	-	-	-	-	94.546	55.079	49.341	223.953	29.830	7.408.277	4.017.067	-	-
Materias primas y consumibles utilizados	-	-	(114.100.518)	(103.048.937)	(966.593)	-	-	-	-	-	-	-	(49.484.521)	(31.963.423)	-	-	(35.991)	(4.259)	-	-
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(13.803.504)	(16.250.139)	(918.635)	-	(432.035)	-	-	-	(174.518)	(220.263)	(119.616)	-	(5.184)	-	(4.839.366)	(2.730.873)	-	-
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(9.559.421)	(9.531.097)	-	-	-	-	(122.230)	-	(1.121.773)	(1.188.325)	-	-	(483.355)	(476.615)	(2.433.658)	(2.524.615)	(340.625)	-
Otros gastos, por naturaleza	(144.401)	(119.016)	(30.779.910)	(28.520.733)	(195.180)	-	607	-	(227.941)	(19.710)	(705.942)	(479.084)	(279.324)	30.424	(1.415.900)	(307.067)	(3.599.638)	(1.776.334)	(16.167)	-
Otras ganancias (pérdidas)	-	(13.718)	1.734.398	71.855	-	-	-	-	-	171.883	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos financieros	8.258.494	6.452.521	32.606	41.473	2.223	-	-	-	380.356	1.446	59	2.632	35.547	54.987	40.713	13.454	2.456	6.923	-	-
Costos financieros	(14.843.908)	(12.432.658)	(2.150.218)	(2.397.571)	(17.561)	-	(2.019)	-	(1.418.163)	(616.964)	(1.099.427)	(1.241.273)	(43.922)	(4.239)	(307.652)	(823.007)	(697.605)	(757.062)	(379.408)	-
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	-	-	(3.788.680)	(2.995.889)	-	-	-	-	-	-	-	-	(119.224)	(3.926)	4.259	(7.928)	3.285	6.131	-	-
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	55.548.377	164.806.030	18.799	20.092	-	-	-	-	6.084.302	10.649.855	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	39.035.381	(13.594.520)	16.441	180.227	(680)	-	-	-	(76.760)	(249.940)	(678.217)	506.817	(1.211.525)	531.419	(650.953)	1.040.890	(835.656)	50.928	(12.681)	-
Resultados por unidades de reajuste	(23.092.641)	(9.273.158)	(2.300.166)	(986.041)	8.362	-	27	-	260	317	175.313	150.270	27.017	5.656	683.513	134.100	443	1.023	1.105	-
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	64.761.302	135.836.948	15.304.575	12.300.285	163.736	-	(7.155)	-	4.619.824	9.936.887	(36.445)	709.091	371.488	2.084.159	3.447.362	4.451.809	2.446.235	3.709.157	467.471	-
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	(4.951.932)	8.937.452	(2.635.554)	(3.144.714)	(72.688)	-	1.931	-	1.208.031	(732.146)	5.792	(182.694)	(235.466)	(518.915)	(975.753)	(1.149.806)	(553.919)	(959.318)	624.393	-
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	59.809.370	144.774.400	12.669.021	9.155.571	91.048	-	(5.224)	-	5.827.855	9.204.741	(30.653)	526.397	136.022	1.565.244	2.471.609	3.302.003	1.892.316	2.749.839	1.091.864	-
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	2.422.663	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	59.809.370	144.774.400	12.669.021	11.578.234	91.048	-	(5.224)	-	5.827.855	9.204.741	(30.653)	526.397	136.022	1.565.244	2.471.609	3.302.003	1.892.316	2.749.839	1.091.864	-
Ganancia (pérdida), atribuible a																				
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	59.809.370	144.774.400	12.669.021	11.578.234	91.048	-	(5.224)	-	5.827.855	9.204.741	(30.653)	526.397	136.022	1.565.244	2.471.609	3.302.003	1.892.316	2.749.839	1.091.864	-
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	59.809.370	144.774.400	12.669.021	11.578.234	91.048	-	(5.224)	-	5.827.855	9.204.741	(30.653)	526.397	136.022	1.565.244	2.471.609	3.302.003	1.892.316	2.749.839	1.091.864	-

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Sagesa		Cabo Leones		Sagesa Cons		STA Cons		Saesa		Edelaysen		Luz Osorno		Saesa Cons		STS		Eléctricas Cons	
	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)																				
Ingresos de actividades ordinarias	17.422.538	9.939.871	4.241.672	4.246.766	21.664.210	14.186.637	80.524.729	58.532.092	258.547.649	250.653.093	27.749.965	26.444.816	23.093.907	21.342.518	309.391.521	298.156.007	56.830.434	32.822.070	589.800.971	529.225.736
Otros ingresos	1.696.408	2.227.689	18.449	181.086	1.714.857	2.408.775	9.402.166	6.599.559	37.698.950	37.748.946	3.751.531	2.305.876	2.664.369	2.297.499	53.463.304	47.309.655	4.282.024	1.225.699	80.329.040	71.830.392
Materias primas y consumibles utilizados	(10.311.536)	(3.534.555)	-	-	(10.311.536)	(3.534.556)	(49.565.627)	(31.111.621)	(196.755.967)	(186.205.854)	(13.713.568)	(9.137.021)	(14.451.098)	(13.104.072)	(224.920.633)	(208.446.947)	(589.277)	(448.271)	(365.985.573)	(323.126.422)
Gastos por beneficios a los empleados	(992.653)	(781.561)	(215)	(541)	(992.868)	(782.102)	(6.131.552)	(3.733.238)	(27.144.339)	(17.089.222)	(3.210.624)	(2.698.636)	(811.282)	(874.064)	(31.166.245)	(25.619.256)	(4.759.535)	(3.586.964)	(57.211.506)	(44.232.263)
Gasto por depreciación y amortización	(2.341.950)	(3.201.469)	(870.346)	(906.904)	(3.212.296)	(4.108.373)	(7.713.937)	(8.297.929)	(13.121.713)	(11.548.522)	(3.032.471)	(2.911.838)	(1.175.233)	(1.028.892)	(17.329.417)	(15.456.494)	(6.678.817)	(4.895.892)	(41.281.592)	(39.028.429)
Otros gastos, por naturaleza	(4.468.172)	(3.801.024)	(361.671)	(257.553)	(4.829.843)	(4.058.577)	(11.074.755)	(6.610.348)	(24.499.920)	(42.491.611)	(9.231.247)	(7.191.499)	(4.758.540)	(2.825.984)	(47.838.161)	(53.471.234)	(13.950.904)	(4.982.302)	(91.712.799)	(93.901.203)
Otras ganancias (pérdidas)	16.029	-	-	-	16.029	-	16.029	171.883	1.490.463	147.707.888	199.579	4.998	4.936	4.350	1.694.978	147.717.236	18.780	3.014.128	3.464.185	147.992.974
Ingresos financieros	570.014	672.530	-	-	1.658	5.631	460.789	85.073	490.376	711.779	82.591	245.445	7.294	24.123	514.613	772.381	28.601	85.047	137.953	395.145
Costos financieros	(1.938.753)	(1.905.754)	(999.198)	(1.215.802)	(2.369.595)	(2.454.657)	(6.315.772)	(5.897.202)	(5.958.527)	(5.931.180)	(16.609)	(4.655)	(57.556)	(11.704)	(5.967.044)	(5.738.573)	(2.466.703)	(1.457.835)	(22.603.852)	(20.941.762)
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	9.811	(12.684)	-	-	9.811	(12.684)	(101.869)	(18.407)	(6.074.999)	(4.725.277)	(445.601)	(406.605)	(358.218)	(302.545)	(6.878.818)	(5.434.427)	8.751	107.170	(10.760.616)	(8.341.553)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.538.967	2.063.848	-	-	-	-	(189.622)	4.303.547	5.967.122	23.803.723	-	-	-	-	-	604.351	189.622	177.839	-	604.351
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(1.999.870)	901.724	179.442	700.212	(1.820.428)	1.601.936	(5.286.220)	3.482.050	2.321.152	(2.489.803)	20.288	(4.626)	371	(214)	2.341.811	(2.494.643)	(236.748)	(378.887)	35.869.985	(12.738.617)
Resultados por unidades de reajuste	866.003	187.699	-	-	866.003	187.699	1.753.654	479.065	(10.567.813)	(3.583.075)	282.229	68.316	54.952	10.661	(10.230.632)	(3.504.098)	(7.756.514)	(2.988.495)	(41.617.910)	(16.272.728)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	66.836	2.756.314	2.208.133	2.747.264	796.002	3.439.729	5.778.013	17.984.524	22.392.434	186.560.885	2.436.063	6.714.571	4.213.902	5.531.676	23.075.277	174.393.968	24.919.714	18.693.307	78.428.286	191.465.621
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	646.788	(131.434)	(669.013)	(683.210)	(22.225)	(814.644)	50.853	(4.357.523)	(3.199.604)	(42.340.234)	480.297	(1.481.226)	(962.515)	(1.445.357)	(3.681.822)	(45.267.987)	(7.007.988)	(4.377.539)	(18.297.200)	(49.105.194)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	713.624	2.624.880	1.539.120	2.064.054	713.777	2.625.085	5.828.866	13.627.001	19.192.830	144.220.651	2.916.360	5.233.345	3.251.387	4.086.319	19.393.455	129.125.981	17.911.726	14.315.768	60.131.086	142.360.427
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(148.984)	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	713.624	2.624.880	1.539.120	2.064.054	713.777	2.625.085	5.828.866	13.627.001	19.192.830	144.220.651	2.916.360	5.233.345	3.251.387	4.086.319	19.393.455	128.976.997	17.911.726	14.315.768	60.131.086	142.360.427

32. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Sociedad que efectúa el desembolso	Nombre abreviado	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2021	31/12/2020
				M\$	M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Evaluación plan de manejo	Inversión	17.920	39.929
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Asesorías medioambientales	Costo	17.619	6.710
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Gestión de residuos	Costo	11.208	9.004
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Reforestaciones	Inversión	59.239	69.786
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Otros gastos medioambientales	Costo	456	1.228
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Evaluación plan de manejo	Inversión	6.114	8.083
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Gestión de residuos	Costo	40.314	41.458
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Reforestaciones	Costo	3.675	1.925
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Otros gastos medioambientales	Inversión	-	140
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Evaluación plan de manejo	Inversión	7.603	8.941
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Asesorías medioambientales	Costo	8.982	133
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Gestión de residuos	Costo	17.595	1.451
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Reforestaciones	Inversión	4.315	15.222
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Otros gastos medioambientales	Inversión	148	108
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Proyectos de inversión	Inversión	-	28.842
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	5.859	3.268
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Asesorías medioambientales	Costo	966	1.212
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Gestión de residuos	Costo	22.660	11.421
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Reforestaciones	Inversión	17.719	60.591
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Proyectos de inversión	Inversión	494.741	331.269
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Otros gastos medioambientales	Costo	182	-
Sagesa S.A.	SAGESA	Evaluación plan de manejo	Inversión	120	705
Sagesa S.A.	SAGESA	Gestión de residuos	Costo	23.525	7.451
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Proyectos de inversión	Inversión	276.521	398.944
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Proyectos de inversión	Inversión	140.661	232.401
Totales				1.178.142	1.280.222

No existen compromisos futuros que impliquen gastos medioambientales significativos para la Sociedad y sus filiales, distintos de los que podrían generarse por los conceptos indicados anteriormente.

33. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras a terceros u obras del FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), para electrificación de sectores aislados.

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2021, son las siguientes:

Acreedor de la garantía	Sociedad que entrega garantía				Activos comprometidos					2022	2023	2024	2025	2026				
	Razón social	Nombre abreviada	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Total		MS	MS						MS	MS	MS	MS
						MS	MS											
Gobierno Regional de Aysén	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	EDELAISEN	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	2.950.738	1.850.211	-	901.605	198.922	-	-	-	-				
Gobierno Regional de Los Lagos	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	EDELAISEN	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	1.225.881	1.015.381	-	210.318	-	-	-	-	-				
Director de Vialidad	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	EDELAISEN	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	234.942	234.942	-	-	-	-	-	-	-				
Director Regional de Vialidad Región de Aysén	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	EDELAISEN	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	79.463	62.727	-	16.736	-	-	-	-	-				
Global Hydro Energy BMBH	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	EDELAISEN	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	EURO	115.632	115.632	-	-	-	-	-	-	-				
Faston Group Imp and Exp Co Ltda.	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	EDELAISEN	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	USD	564.339	564.339	-	-	-	-	-	-	-				
Gobierno Regional de Los Lagos	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	2.746.083	2.116.152	-	425.250	204.681	-	-	-	-				
Director de Vialidad	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	388.079	312.738	-	75.341	-	-	-	-	-				
Agencia Chilena de Eficiencia Energética	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	5.000	5.000	-	-	-	-	-	-	-				
Asoc. De Municipales Cordillera de La Costa - Comuna de Corral y La Unión	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	11.388	11.388	-	-	-	-	-	-	-				
Gobierno Regional de Aysén	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	32.283	32.283	-	-	-	-	-	-	-				
Gobierno Regional de la Araucanía	SAESA	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	260.040	73.102	-	-	-	-	-	-	-				
Gobierno Regional de Los Lagos	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	27.345.768	24.848.692	-	829.059	1.668.057	-	-	-	-				
Gobierno Regional de Los Ríos	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	14.630.808	7.877.081	-	4.816.718	1.937.009	-	-	-	-				
Municipalidad de Quinchao	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	5.454	-	-	-	-	-	-	5.454	-				
Ilustre Municipalidad de Arica	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	218.120	-	-	-	-	-	218.120	-	-				
Ilustre Municipalidad de Cabero	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	83.641	83.641	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Carahue	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	26.902	-	-	-	-	-	-	26.902	-				
Ilustre Municipalidad de Cochemu	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	6.245	6.245	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Collipulli	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	14.391	-	-	-	-	-	-	14.391	-				
Ilustre Municipalidad de Colipulli	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	31.891	-	-	-	-	-	-	31.891	-				
Ilustre Municipalidad de Lautaro	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	14.151	-	-	-	-	-	-	14.151	-				
Ilustre Municipalidad de Lebu	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	32.920	-	-	-	-	-	-	32.920	-				
Ilustre Municipalidad de Longomayo	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	7.297	7.297	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Maulín	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	10.000	10.000	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Muñihue	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	59.091	59.091	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Pereno	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	38.743	-	-	-	-	-	-	38.743	-				
Ilustre Municipalidad de Portezuelo	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	7.789	-	-	-	-	-	-	7.789	-				
Ilustre Municipalidad de Purranque	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	826	826	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Putre	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	3.697	-	-	-	-	-	-	3.697	-				
Ilustre Municipalidad de Puyehue	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	9.671	9.671	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Quellón	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	208.964	208.964	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Ranguel	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	1.772	-	-	-	-	-	-	1.772	-				
Municipalidad de Mafil	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	5.454	-	-	-	-	-	-	5.454	-				
Ilustre Municipalidad de Saavedra	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	7.862	-	-	-	-	-	-	7.862	-				
Ilustre Municipalidad de San Juan de la Costa	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	60.455	60.455	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de San Nicolás	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	13.433	-	-	-	-	-	-	13.433	-				
Ilustre Municipalidad de Tiraú	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	10.935	-	-	-	-	-	-	10.935	-				
Ilustre Municipalidad de Yumbay	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	6.760	-	-	-	-	-	-	6.760	-				
Ministerio de Bienes Nacionales	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	2.741	-	-	-	-	-	-	2.741	-				
Municipalidad de Ancud	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	86.684	-	-	-	-	-	-	86.684	-				
Municipalidad de Cochrane	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	2.727	-	-	-	-	-	-	2.727	-				
Municipalidad de Fiestas	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	37.922	37.922	-	-	-	-	-	-	-				
Municipalidad de Mejillones	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	45.825	-	-	-	-	-	-	45.825	-				
Municipalidad de Lago Ranco	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	2.727	-	-	-	-	-	-	2.727	-				
Subsecretaría del Medio Ambiente	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	39.924	39.924	-	-	-	-	-	-	-				
Director de Vialidad	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	1.230.793	1.182.570	-	48.223	-	-	-	-	-				
Director Regional de Vialidad	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	390.116	387.792	-	2.324	-	-	-	-	-				
Director Regional de Vialidad Región de La Araucanía	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	10.537	10.537	-	-	-	-	-	-	-				
Gobierno Regional de Los Lagos	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	50.643	50.643	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Codelago	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	9.485	9.485	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Coyhaique	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	8.985	8.985	-	-	-	-	-	-	-				
Mantos Copper S.A.	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	19.696	-	-	-	-	-	-	19.696	-				
SERVIU Region de los Lagos	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	237.396	147.010	-	90.386	-	-	-	-	-				
Transrucauto S.A.	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	5.592	-	-	-	-	-	-	-	-				
Ministerio de Energía	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	USD	1.823.027	1.823.027	-	-	-	-	-	-	-				
Trilliant Networks Canada Inc	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	USD	1.781.507	1.781.507	-	-	-	-	-	-	-				
Director Regional de Vialidad Los Ríos	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	6.828	6.828	-	-	-	-	-	-	-				
Copelac Limitada	FRONTEL	FRONTEL	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	2.783	-	-	-	-	-	-	2.783	-				
Gobierno Regional de la Araucanía	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	8.470.110	3.597.435	-	3.066.939	1.805.536	-	-	-	-				
Gobierno Regional del Bío Bío	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	5.914.198	5.511.855	-	387.880	14.463	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Cañete	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	1.537	-	-	-	-	-	-	-	-				
Serviú Región de la Araucanía	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	298.222	298.222	-	-	-	-	-	-	-				
Besako Transmisión SPA	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	216.942	216.942	-	-	-	-	-	-	-				
Director Vialidad Región del Bío Bío	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	25.413	25.413	-	-	-	-	-	-	-				
Director Regional de Vialidad Región de la Araucanía	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	1.132.005	1.044.298	-	87.707	-	-	-	-	-				
Director Regional de Vialidad Región del Bío Bío	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	946.873	831.663	-	115.010	-	-	-	-	-				
Director Regional de Vialidad Región del Rude	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	134.019	131.095	-	2.944	-	-	-	-	-				
Ministerio de Energía	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	USD	844.690	726.433	-	118.257	-	-	-	-	-				
Agencia Chilena de Eficiencia Energética	Sagesa S.A.	SAGESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	54.544	54.544	-	-	-	-	-	-	-				
Gobierno Regional de Aysén	Sagesa S.A.	SAGESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	3.000	3.000	-	-	-	-	-	-	-				
Gobierno Regional de Los Lagos	Sagesa S.A.	SAGESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	139.361	139.361	-	-	-	-	-	-	-				
Gobierno Regional de Los Lagos	Sagesa S.A.	SAGESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	139.361	139.361	-	-	-	-	-	-	-				
Gobierno Regional de Los Lagos	Sagesa S.A.	SAGESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	6.913	6.913	-	-	-	-	-	-	-				
Gobierno Regional de Los Ríos	Sagesa S.A.	SAGESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	250	250	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Futrono	Sagesa S.A.	SAGESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	20.000	20.000	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Maulín	Sagesa S.A.	SAGESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	100	100	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Río Bueno	Sagesa S.A.	SAGESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	300	300	-	-	-	-	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Talagante	Sagesa S.A.	SAGESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	6.000	6.000	-	-	-	-	-	-	-				
Municipalidad de Talagante	Sagesa S.A.	SAGESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	6.000	6.000	-	-	-	-	-	-	-				
Municipalidad de Yumbel	Sagesa S.A.	SAGESA	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	600	600	-	-	-	-	-	-	-				
Director de Vialidad	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	CLP	3.533	3.533	-	-	-	-	-	-	-				
Director Regional de Vialidad Región de O'Higgins	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía	UF	6.508	6.508	-	-	-	-	-	-	-				
Transelctra S.A.	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Garantía obra en construcción	Boleto de garantía														

34. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar, principalmente, el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, por un total de M\$25.292.616 (M\$27.098.505 en 2020).

35. Compromisos y Restricciones

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad, imponen a la Sociedad diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Sociedad y sus filiales deben informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

A solicitud de la CMF, se realizó una apertura de la cuenta “Otros Gastos por Naturaleza”, incluyendo una partida referida a “pérdidas por deterioro de valor (incluyendo reversiones de pérdidas por deterioro de valor o ganancias por deterioro de valor) determinados de acuerdo con la Sección 5.5 de la NIIF 9”, la cual antes de esta modificación se encontraba contenido dentro de la misma. De acuerdo a lo anteriormente expuesto, este cambio no genera ningún efecto en la información de base de los Estados Financieros Consolidados ni constituye modificación alguna en las políticas contables de la Sociedad y determinación/cálculo de los compromisos y restricciones, constituyendo sólo una apertura dentro del Estado Consolidado de Resultados Integrales.

De este modo, esta partida fue incluida por la Sociedad para la determinación de covenants e índices financieros, no afectando los cálculos actuales de covenants y continuando consistentemente con los cálculos realizados en años anteriores, dando cumplimiento a los contratos de deuda firmados por la Sociedad.

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie E

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad

que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 6,25.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 5,2.

- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles anteriores de diciembre 2020 – diciembre 2021 la Sociedad distribuyó 3.911 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 3.738 GWh por los anteriores 12 meses móviles (diciembre 2019 – diciembre 2020) Adicionalmente, en 2021 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie H

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor. Para efectos de esta cláusula y la número Cuatro siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado Consolidado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 6,05.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 5,2.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco Chile como representante de los tenedores de bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don Roberto Cifuentes Allel con fecha 10 de septiembre de 2018, Repertorio N.º 8.808-2018, Escritura Pública Complementaria con fecha 7 de junio de 2019 y Modificación de Escritura Pública de fecha 18 de junio de 2019, Repertorio N.º 6.269-2019, ambas en el misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 945.

Con fecha 11 de julio de 2019, la Sociedad colocó los bonos Serie J, gran parte de los fondos se utilizaron para prepagar deuda de largo plazo que mantenía la Sociedad (Bonos Serie D); la colocación fue por un monto total de UF 5.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros. Para efectos de este número y el número Tres siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado Consolidado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 6,05.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2.0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 5,38.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad en conjunto con sus filiales, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para IEDS:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 6,05.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 5,38.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles anteriores de diciembre 2020 – diciembre 2021 la Sociedad distribuyó 3.911 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 3.738 GWh por los anteriores 12 meses móviles (diciembre 2019 – diciembre 2020) Adicionalmente, en 2021 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros

Filial Saesa

Debido al proceso de restructuración realizado por la empresa, para efectos del cálculo de los compromisos y restricciones de la Sociedad, la consolidación y cálculos se realizaron considerando a los activos transferidos como parte integrante de la empresa hasta el momento de su traspaso efectivo.

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie J

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 2,95.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados

Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 7,97.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 2,95.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 7,97.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie O

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración

superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 2,85.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 7,97.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad y sus filiales en conjunto con empresas relacionadas del Grupo, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para Saesa.

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 2,85.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 1.000 GWh por año. Entre los 12 meses móviles de diciembre 2020 – diciembre 2021, la Sociedad distribuyó 2.806 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 2.706 GWh por los anteriores 12 meses móviles (diciembre 2019 – diciembre 2020). Adicionalmente, en 2021 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial Frontel

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie G

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual

corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 2,38.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 10,67.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad en conjunto con empresas relacionadas del Grupo, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para Frontel:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 2,38.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles diciembre 2020 – diciembre 2021, la Sociedad distribuyó 1.105 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 1.032 GWh por los anteriores 12 meses móviles (diciembre 2019 – diciembre 2020). Adicionalmente, en 2021 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial STS

- a) Colocación de Bonos y covenants

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie A

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Banco de Chile, como representante de los tenedores de bonos, que consta de escritura pública de fecha 10 de

septiembre de 2018, otorgada en Notaría Cifuentes de don Roberto Antonio Cifuentes Allel. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie A fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 923 con fecha 12 de diciembre de 2018.

Con fecha 10 de enero de 2019, la Sociedad colocó los bonos Serie A, por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los activos de cobertura que corresponden a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros no Corrientes que se encuentran en las notas de los Estados Financieros; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 2,91.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 10,29.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad instalada de transmisión conjunta del Emisor y sus Filiales sea inferior a 1.100 MVA. Al 31 de diciembre de 2021, la capacidad instalada de transmisión fue de 2.052 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad en conjunto con empresas relacionadas del Grupo, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para STS:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 2,91.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 10,29.

- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad instalada de transmisión conjunta del Emisor y sus Filiales sea inferior a 1.100 MVA. Al 31 de diciembre de 2021, la capacidad instalada de transmisión fue de 2.052 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

36. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

La información financiera resumida de filiales que compone el Grupo al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2021						
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Filial	CLP	24.341.811	492.933.204	34.641.981	225.968.447	56.830.434	17.911.726	18.548.097
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	24.953.096	95.223.866	17.357.968	11.973.665	27.749.965	2.916.360	2.864.807
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	8.626.818	29.320.139	12.415.392	7.027.190	23.093.907	3.251.387	3.326.370
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Filial	USD	17.564.612	4.782.223	15.902.327	166.846	51.511.977	136.022	1.529.459
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Filial	USD	8.041.240	58.405.974	3.021.018	34.147.750	7.473.688	1.892.316	6.062.085
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Filial	USD	310.869	71.893.888	802.155	41.765.670	3.568.060	(30.653)	4.700.562
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Filial	USD	9.397.381	111.870.610	8.206.610	88.461.809	5.357.968	2.471.609	5.853.742
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Filial	USD	9.419.825	120.336.777	6.422.762	81.550.581	21.664.210	713.777	6.943.364
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Filial	CLP	173.533.990	542.515.451	148.012.027	276.527.351	309.391.521	19.393.455	20.980.909
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Filial	CLP	95.222.361	303.172.660	97.130.575	142.877.242	167.211.362	12.669.021	13.443.106
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Filial	USD	62.298.429	895.048.143	59.067.939	538.014.914	137.355.163	23.740.592	45.311.799
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SpA	Chile	Filial	CLP	468.524	12.598	95.346	390.000	-	(5.224)	(5.224)
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Filial	CLP	11.118.433	99.650	7.448.349	3.705.000	-	91.048	91.048
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Filial	USD	1.040.447	45.004.789	1.148.205	41.294.807	4.241.672	1.539.120	2.137.441
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	Chile	Filial	USD	622.764	29.213.909	465.310	27.794.512	1.215.242	1.091.864	(1.168.081)

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2020						
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Filial	CLP	21.335.324	296.601.495	22.163.538	162.891.939	32.822.070	14.315.768	12.891.081
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	15.903.104	96.162.625	13.225.635	9.984.664	26.444.814	5.233.345	5.226.617
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	7.284.263	24.251.100	10.502.925	2.835.858	21.342.518	4.086.319	4.078.128
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Filial	USD	11.476.455	4.528.255	10.103.043	-	33.383.920	1.565.244	1.171.163
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Filial	USD	8.635.015	49.211.203	3.005.132	31.174.374	7.420.228	2.749.839	1.486.184
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Filial	USD	5.271.659	58.810.246	1.856.585	37.288.950	3.083.771	526.396	(811.228)
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Filial	USD	8.704.951	76.405.290	9.566.027	55.183.234	4.848.153	3.302.003	2.905.257
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Filial	USD	12.006.905	98.099.096	14.937.082	60.887.676	14.186.637	2.625.085	480.787
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Filial	CLP	163.538.390	490.126.613	180.932.434	189.172.210	297.317.771	144.578.840	142.029.512
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Filial	CLP	78.799.255	276.354.732	77.094.351	129.656.012	159.360.503	11.578.235	11.441.368
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Filial	USD	44.532.707	287.720.541	41.979.331	206.592.634	58.532.092	9.387.008	6.145.193
77.312.201-6	Saesa Transmisión S.A.	Chile	Filial	CLP	24.404.850	384.447.152	27.656.779	163.742.560	-	-	-
77.307.979-K	Frontel Transmisión S.A.	Chile	Filial	CLP	2.799.398	58.446.297	196.087	46.775.319	-	-	-
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Filial	USD	7.432.848	38.223.731	11.064.798	33.140.870	4.246.766	2.064.053	2.041.989

37. Inversiones contabilizadas usando el método de la participación

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 la Sociedad no mantiene saldos en Negocios Conjuntos y asociadas relacionadas al Grupo, las cuales son contabilizadas usando el método de la participación ya que la filial Saesa enajenó su participación con fecha 24 de junio de 2020, pero el resultado obtenido de los negocios conjuntos con las sociedades ELETRANS S.A., ELETRANS II S.A. y ELETRANS III S.A. ascendió a M\$604.352.

Venta Negocios Conjuntos (Eletrans)

Hasta el 24 de junio de 2020, la filial Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), eran accionistas de las sociedades denominadas ELETRANS S.A., ELETRANS II S.A. y ELETRANS III S.A, con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión nacional que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades. Esta relación fue definida por la Sociedad como negocio conjunto por la existencia de un acuerdo de control conjunto.

Con fecha 14 de octubre de 2019, la Sociedad acordó la venta de su participación en las sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. (en adelante, las "Sociedades Eletrans") en cada una de las cuales mantiene un 50% de participación accionaria, a la sociedad Chilquinta Energía S.A. (en adelante, "Chilquinta"), titular del 50% de la participación accionaria restante. Para estos efectos, suscribió con Chilquinta un documento privado en idioma inglés denominado Purchase and Sale Agreement, a través del cual se regularon los términos y condiciones bajo los cuales se materializaría la compraventa de dichas acciones (la "Compraventa de Acciones"), condiciones que se cumplieron durante el año 2020.

Habiéndose cumplido las condiciones para el cierre de la Compraventa de las Acciones, esta se efectuó con fecha 24 de junio de 2020. En virtud de lo anterior, Chilquinta adquirió la totalidad de la participación accionaria de SAESA en las Sociedades Eletrans a un precio de USD\$187.478.642,74. Adicionalmente, Chilquinta adquirió la totalidad de los créditos otorgados por parte de la matriz Inversiones Grupo Saesa Limitada a Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. por un monto de USD\$62.516.890,07, lo que equivale a una suma total de US\$249.995.532,81.

A continuación, se presenta un detalle del efecto de la Compraventa:

Conciliación venta Eletrans, II y III	24/06/2020
	M\$
Precio pagado por la venta	153.859.973
Rebaja inversión (activo / pasivo)	(5.863.555)
Reverso ajustes de conversión	1.199.771
Ingreso neto por venta (*)	149.196.189
Egresos transacción Eletrans (*)	(1.360.546)
Efecto neto en Estado de Resultados	147.835.643

(*) Ver nota 30.

38. Información Adicional sobre Deuda Financiera

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deudas financieras:

a) Préstamos Bancarios

Resumen de Préstamos por moneda y vencimientos:

Entidad deudora			Entidad acreedora			Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2021									
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Corrientes				No corrientes									
					Hasta 90 días				Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes		
					M\$				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco ITAU	Chile	CLP	0,13%	0,13%	-	152.083	152.083	152.083	10.075.833	-	-	-	10.227.916		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	154.167	151.667	305.834	303.333	20.304.167	-	-	-	20.607.500		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	77.083	75.833	152.916	151.667	10.152.083	-	-	-	10.303.750		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	0,39%	0,39%	20.077.000	-	20.077.000	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,42%	0,42%	10.055.333	-	10.055.333	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco ITAU	Chile	CLP	0,42%	0,42%	15.079.040	-	15.079.040	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BCI	Chile	CLP	0,40%	0,40%	5.025.587	-	5.025.587	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BCI	Chile	CLP	0,10%	0,10%	-	256.425	256.425	256.425	22.128.564	-	-	-	22.384.989		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BCI	Chile	CLP	0,40%	0,40%	10.049.827	-	10.049.827	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,36%	0,36%	30.142.000	-	30.142.000	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,36%	0,36%	15.069.225	-	15.069.225	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,36%	0,36%	10.046.150	-	10.046.150	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,36%	0,36%	20.106.500	-	20.106.500	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,38%	0,38%	10.050.000	-	10.050.000	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,36%	0,36%	10.044.967	-	10.044.967	-	-	-	-	-	-		
Totales									155.976.879	636.009	156.612.887	863.508	62.660.647	-	-	63.524.155		

Entidad deudora			Entidad acreedora			Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2020									
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Corrientes				No corrientes									
					Hasta 90 días				Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes		
					M\$				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	77.500	74.583	152.083	152.917	151.667	10.152.083	-	-	10.456.667		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	155.000	149.167	304.167	305.833	303.333	20.304.167	-	-	20.913.333		
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,30%	0,30%	10.002.352	-	10.002.352	-	-	-	-	-	-		
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,30%	0,30%	5.001.176	-	5.001.176	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,30%	0,30%	30.022.176	-	30.022.176	-	-	-	-	-	-		
Totales									45.258.204	223.750	45.481.954	458.750	455.000	30.456.250	-	31.370.000		

b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos:

Entidad deudora			Entidad acreedora			Contrato de Bonos / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2021									
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Corrientes					No corrientes									
					Hasta 90 días					Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes		
					M\$					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie J / N° 665	UF	3,87%	3,60%	1.961.636	1.936.503	3.898.139	3.797.609	3.697.078	3.596.547	3.496.016	18.864.949	33.452.199		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie L / N° 397	UF	3,94%	3,75%	-	2.878.683	2.878.683	9.856.844	9.595.145	9.333.446	9.071.747	56.174.668	94.031.850		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie O / N° 742	UF	3,26%	3,20%	983.926	983.926	1.967.852	2.951.779	1.967.853	1.967.853	2.951.779	76.250.411	86.089.675		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie G / N° 663	UF	3,24%	3,20%	491.963	491.963	983.926	1.475.889	2.392.643	3.734.275	5.433.697	25.580.658	38.617.162		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Bice	Chile	Emisión de Línea Serie H / N° 762	UF	3,88%	3,90%	-	3.626.034	3.626.034	3.626.034	7.252.067	3.626.034	3.626.034	114.731.421	132.861.590		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie E / N° 646	UF	4,05%	4,00%	-	4.958.678	4.958.678	4.958.678	9.917.357	4.958.678	4.958.678	138.842.995	163.636.386		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N° 945	UF	1,75%	1,90%	-	2.944.215	2.944.215	2.944.215	5.888.431	2.944.215	2.944.215	205.010.360	219.731.436		
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie A / N° 923	UF	2,80%	2,80%	-	3.447.025	3.447.025	3.447.025	3.447.025	3.447.025	3.447.025	183.428.208	197.216.308		
Totales									3.437.525	21.267.027	24.704.552	33.058.073	44.157.599	33.608.073	35.929.191	818.893.670	965.636.606		

Entidad deudora			Entidad acreedora		Contrato de Bonos / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2020								
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen					Corrientes			No corrientes					
									Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie J / N° 665	UF	3,87%	3,60%	518.644	518.644	1.037.288	3.656.466	3.562.162	3.467.858	3.373.583	20.974.650	35.034.719
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie L / N° 397	UF	3,94%	3,75%	-	2.700.212	2.700.212	2.700.212	9.245.743	9.000.270	8.754.797	61.201.301	90.902.323
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie O / N° 742	UF	3,26%	3,20%	922.925	922.925	1.845.850	1.845.850	1.845.850	1.845.850	1.845.850	75.214.778	82.598.178
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie C / N° 662	UF	2,39%	2,50%	-	5.518.392	5.518.392	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie G / N° 663	UF	3,24%	3,20%	461.462	461.462	922.924	922.925	922.925	922.925	3.544.711	30.832.434	37.145.920
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Bice	Chile	Emisión de Línea Serie H / N° 762	UF	3,88%	3,90%	-	3.401.229	3.401.229	3.401.229	3.401.229	3.401.229	3.401.229	114.420.819	128.025.735
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie E / N° 646	UF	4,05%	4,00%	-	4.651.253	4.651.253	4.651.253	4.651.253	4.651.253	4.651.253	139.537.584	158.142.596
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie J / N° 945	UF	1,75%	1,90%	-	2.761.681	2.761.681	2.761.681	2.761.681	2.761.681	2.761.681	197.823.596	208.870.320
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie A / N° 923	UF	2,80%	2,80%	-	3.233.318	3.233.318	3.233.318	3.233.318	3.233.318	3.233.318	175.289.439	188.222.711
Totales									1.903.031	24.169.116	26.072.147	23.172.934	29.624.161	29.284.384	31.566.422	815.294.601	928.942.502

39. Moneda Extranjera

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	21.403.818	40.375.497
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	1.457.810	4.577.590
Otros activos financieros corrientes	CLP	507.897	147.556
Otros activos no financieros corrientes	CLP	2.923.279	2.191.709
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	CLP	220.827.623	188.447.236
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	USD	-	7.623
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	942.340	1.306.451
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	2.263	2.263
Inventarios corrientes	CLP	51.639.619	43.013.527
Activos por impuestos corrientes, corrientes	CLP	28.468.133	33.726.170
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		328.172.782	313.795.622
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	CLP	325.772.632	307.903.958
	USD	1.457.810	4.585.213
	UF	942.340	1.306.451
		328.172.782	313.795.622
ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Otros activos financieros no corrientes	CLP	5.643.709	5.112.625
Otros activos no financieros no corrientes	CLP	38.056	50.000
Cuentas por cobrar no corrientes	CLP	37.215.508	12.082.591
Cuentas por cobrar no corrientes	USD	4.606.685	2.280.340
Cuentas por cobrar no corrientes	UF	2.561.988	3.085.932
Activos intangibles distintos de la plusvalía	CLP	88.934.474	59.534.754
Plusvalía	CLP	232.581.513	231.445.466
Propiedades, planta y equipo	CLP	1.304.384.187	1.122.749.138
Activos por derecho de uso	CLP	2.990.878	3.626.315
Activos por impuestos diferidos	CLP	49.289.399	35.784.427
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		1.728.246.397	1.475.751.588
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	CLP	1.721.077.724	1.470.385.316
	USD	4.606.685	2.280.340
	UF	2.561.988	3.085.932
		1.728.246.397	1.475.751.588
TOTAL ACTIVOS	CLP	2.046.850.356	1.778.289.274
	USD	6.064.495	6.865.553
	UF	3.504.328	4.392.383
		2.056.419.179	1.789.547.210

PASIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes	CLP	155.367.709	45.187.910
Otros pasivos financieros corrientes	USD	40.847	-
Otros pasivos financieros corrientes	UF	10.671.095	12.831.287
Pasivos por arrendamientos corrientes	CLP	919.275	860.479
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	CLP	193.820.677	132.738.926
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	19.829.433	44.223.991
Otras provisiones corrientes	CLP	8.434.860	8.121.205
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	CLP	14.025.749	40.488.962
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	CLP	10.333.913	10.643.430
Otros pasivos no financieros corrientes	CLP	47.629.044	51.090.835
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		461.072.602	346.187.025
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	CLP	450.360.660	333.355.738
	USD	40.847	-
	UF	10.671.095	12.831.287
		461.072.602	346.187.025

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros no corrientes	CLP	62.000.000	30.000.000
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	697.303.419	656.357.996
Pasivos por arrendamientos no corrientes	CLP	2.688.309	2.985.575
Cuentas por pagar no corrientes	CLP	330.482	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	CLP	103.106.329	101.506.327
Pasivo por impuestos diferidos	CLP	99.424.258	92.316.168
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	CLP	14.204.873	16.851.375
Otros pasivos no financieros no corrientes	CLP	11.897.539	10.245.127
Otros pasivos no financieros no corrientes	USD	-	223.251
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		990.955.209	910.485.819
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	CLP	293.651.790	253.904.572
	USD	-	223.251
	UF	697.303.419	656.357.996
		990.955.209	910.485.819

TOTAL PASIVOS	CLP	744.012.450	587.260.310
	USD	40.847	223.251
	UF	707.974.514	669.189.283
		1.452.027.811	1.256.672.844

40. Sanciones

Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2021, no se han aplicado sanciones a la Sociedad y sus filiales, por parte de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

En relación con las sanciones aplicadas por otras autoridades a sus filiales, las sanciones relevantes se encuentran en la Nota 20.4 b) Multas.

41. Hechos Posteriores

Con fecha 21 de enero de 2022, la filial de la Sociedad, Sociedad de Transmisión Austral S.A. (“STA”) ha colocado en los mercados internacionales bonos por un monto total de US\$390.000.000 (trescientos noventa millones de dólares de los Estados Unidos de América, en adelante “Dólares”), con vencimiento a diez años, a una tasa de 4% anual. La emisión fue efectuada por STA con sujeción a la Regla N°144A y a la Regulación S, ambas emitidas por la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América, en aplicación de la Securities Act of 1933 o ley de valores de los Estados Unidos de América.

Los fondos provenientes de esta colocación serán destinados por STA a financiar, (i) por un monto aproximado de US\$55.000.000 (cincuenta y cinco millones de Dólares), gastos de capital relacionados con sus proyectos de transmisión calificados como “Proyectos Verdes” en base a un Acuerdo Marco de Financiamiento Verde a la que se sometió voluntariamente STA bajo los Principios de Bonos Verdes de la Asociación Internacional de Mercado de Capitales (la International Capital Markets Association - ICMA), incluyendo el refinanciamiento de ciertos créditos intercompañía que fueron destinados en forma previa a la colocación de dichos bonos al financiamiento de tales proyectos, algunos de los cuales eran adeudados a la Sociedad al momento de la colocación, y cuyo monto adeudado total por concepto de capital al 30 de septiembre de 2021 ascendía a la cantidad aproximada de US\$ 346.000.000 (trescientos cuarenta y seis millones de Dólares); y (ii) el saldo, de haberlo, a financiar fines corporativos generales de STA.

Con fecha 11 de febrero de 2022 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.423, la cual regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia covid-19, y establece subsidios a clientes vulnerables. Dicha norma tiene por objeto regular el mecanismo de postergación y prorrateo de deudas contraídas por los usuarios según lo establecido en el inciso primero del artículo 1° de la ley N°21.249 durante el período comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021.

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2022 y la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Inversiones Eléctricas del Sur S.A.
Al 31 de diciembre de 2021

I. Análisis del Estado de Situación Financiera

Estado de Situación Financiera	dic-21 MM\$	dic-20 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	328.173	313.796	14.377	4,6%
Activos no corrientes	1.728.246	1.475.752	252.495	17,1%
Total activos	2.056.419	1.789.547	266.872	14,9%
Pasivos corrientes	461.073	346.187	114.886	33,2%
Pasivos no corrientes	990.955	910.486	80.469	8,8%
Patrimonio	604.391	532.874	71.517	13,4%
Total pasivos y patrimonio	2.056.419	1.789.547	266.872	14,9%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$266.872 respecto de diciembre 2020, explicado por un aumento de los Activos corrientes MM\$14.377 y un aumento en los Activos no corrientes por MM\$252.495.

La variación positiva de los Activos corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento en Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes (MM\$32.009), principalmente por el aumento de morosidad en las deudas de energía debido a que la Sociedad ha suspendido el corte de suministro ante la incertidumbre generada por el COVID-19, con el fin de aliviar a las familias, especialmente para aquellas más vulnerables, y otras deudas por MM\$ 11.485 (neto de incobrables), aumento en conceptos generados por diferencias entre los precios correspondientes a aquellos pagados a generadores y los precios recaudados a los clientes por MM\$ 7.344, los que se reliquidarán en los respectivos decretos tarifarios, aumento en el cálculo de la energía en medidores principalmente por cambio de los calendarios de lectura y facturación (si la lectura y facturación se desfasa hacia inicios del mes, respecto del año anterior, aumenta el valor de la energía consumida no facturada al cierre del ejercicio) por un total de MM\$ 7.423 y aumento de anticipos para importaciones, relacionadas con compras de activos que formarán parte de Propiedad Planta y Equipo por un total de MM\$ 8.329.
- b) Aumento de Inventarios por MM\$ 8.626, relacionados con mayores adquisiciones con el fin de dar cumplimiento a la demanda por construcción de obras y mantenimiento de líneas y evitar futuro desabastecimiento.

Lo anterior compensado parcialmente por:

- c) Disminución en Efectivo y equivalentes al efectivo (MM\$22.091), principalmente por mayor impuesto a la Renta pagado en 2021, generado por la utilidad en la venta de empresas

relacionadas (Eletrans, Eletrans I y Eletrans II). Lo anterior implicó un pago de impuestos de MM\$ 44.834 en 2021, superior en MM\$ 33.823 al pagado en 2020, lo cual fue compensado con menores gastos en inversiones por activo fijo en el período.

- d) Disminución en impuestos corrientes (MM\$5.258), principalmente por menor IVA crédito por cobrar, debido a la recuperación vía administrativa del crédito generado principalmente en la filial STC por la compra de activo fijo para realizar su inversión. El valor recuperado alcanzó los MM\$4.548.

La variación positiva de los Activos no corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento en Cuentas por cobrar no corrientes (MM\$26.935), principalmente por aumento de diferencia de precio (como consecuencia del congelamiento de tarifas VAD) en distribución por cobrar a clientes finales que serán reliquidados en los próximos períodos según instruya el próximo decreto tarifario que debe emitirse en 2022 (MM\$ 9.355) y por proceso de Valorización de peajes de transmisión 2020-2023 publicado en el Informe Técnico Final (ITF) con fecha agosto 2021, que significó un reconocimiento de MM 10.750 en mayores ingresos. A la fecha aún se está a la espera de la emisión del decreto correspondiente y de la forma de liquidación, que se ha supuesto con gradualidad en el tiempo. Adicionalmente por mayores préstamos otorgados a empleados en el largo plazo (MM\$ 4.639) como consecuencia de la nueva negociación colectiva acordada en 2021, con vigencia por los próximos 3 años
- b) Aumento en Activos intangibles distintos de la plusvalía (MM\$29.400), debido al aumento en activos intangibles identificables por (MM\$ 6.111), originado por la valorización de los contratos de peajes incorporados en la compra de la empresa Tolchén, además de la activación del Sistema Comercial (SAP ISU), que implicó cambiar el sistema existente por uno de clase mundial con todos los beneficios que esto trae en términos de mejores prácticas, mayores funcionalidades, procesos estandarizados, así como mayores alternativas de soporte y actualizaciones por MM\$ 18.780 y MM\$ 6.387 por adquisición de servidumbres.
- c) Aumento en Propiedades, planta y equipo (MM\$181.635), debido a construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía, su transporte y satisfacción a clientes (calidad de servicio), compensado parcialmente con su depreciación.
- d) Aumento de Activos por impuestos diferidos (MM\$13.505), principalmente por Deudas Incobrables de Energía (MM\$2.550) y por pérdida tributaria (MM\$11.582).

2) Pasivos

Los pasivos aumentaron en MM\$195.355 respecto de diciembre de 2020, explicado por un aumento en Pasivos corrientes de MM\$114.886 y un aumento en los Pasivos no corrientes de MM\$80.469.

El aumento de los Pasivos corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento en Otros pasivos financieros corrientes (MM\$108.060), principalmente por préstamos bancarios contraídos con banco Scotiabank y Banco Estado.

- b) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$61.082), debido principalmente por aumento de reliquidaciones pendientes con el Sistema Eléctrico y provisiones de compra pendientes de pago (MM\$37.586) y pagos a proveedores pendientes que no completaron el ciclo de compras al cierre (MM\$ 23.496).
- c) Disminución en Cuentas por pagar corrientes a entidades relacionadas (MM\$24.395), principalmente por menor provisión de dividendo por pagar a grupo Saesa. Cabe mencionar que, en 2020, la venta de las relacionadas Eletrans, Eletrans II y Eletrans III generó una utilidad excepcional, que aumentó, entre otras, esta cuenta y la siguiente.
- d) Disminución en Pasivos por impuestos corrientes, corrientes (MM\$26.463), debido a la disminución del impuesto a la renta del ejercicio.

El aumento de los Pasivos no corrientes se explica por:

- a) Aumento en Otros pasivos financieros no corrientes (MM\$72.945), se explica principalmente por préstamo bancario adquirido con el banco BCI (MM\$22.000) y Banco Itaú (MM\$ 10.000) y por mayores obligaciones con el público no corrientes debido a actualización de la UF en el capital de éstas por MM\$40.496.
- b) Aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM\$7.108), debido a diferencias temporales originadas por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afectan a Propiedades, Planta y Equipo.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$71.517 respecto de diciembre de 2020, principalmente por el resultado del año MM\$59.809, debido a mayores reservas de conversión de filiales con moneda funcional dólar (SGA, Sagesa, STN, STC, SATT, Cabo Leones, LLIV, STA y Tolchén) por MM\$14.359, el aumento de reserva por resultados actuariales de MM\$2.937 (relacionado con el aumento de la tasa de descuento utilizada para el cálculo de los beneficios definidos por los contratos colectivos, específicamente indemnización por años de servicio) y al aumento de Otras reservas generadas en fusión de filial (*) por MM\$ 11.872. Lo anterior compensado parcialmente por la provisión de dividendo mínimo de 2021 (MM\$ 17.942).

(*) Con fecha 1 de diciembre de 2021, se realizó la fusión de las empresas de transmisión antigua STS, Frontel Transmisión y Saesa Transmisión, quedando Saesa Transmisión (nueva STS) como continuadora legal. Luego de producida la fusión la empresa pasó a denominarse Sistema de Transmisión del Sur S.A. o STS. En esta fusión se originó una plusvalía tributaria que dio origen a un activo por impuesto diferido de MM\$ 12.017 millones. Por tratarse de una operación entre partes relacionadas, los efectos que se originen deben formar parte del patrimonio. Bajo esa directriz la sociedad reclasificó este efecto en Otras reservas.

Principales Indicadores:

Principales Indicadores		Unidad	dic-21	dic-20	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,7	0,9	(21,5%)
	Razón ácida (2)	Veces	0,6	0,8	(23,3%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	2,4	2,4	1,9%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	6,4	6,3	1,8%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	31,8%	27,5%	15,3%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	68,2%	72,5%	(5,8%)
Actividad	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período) (*)	MM\$	190.036	169.091	12,4%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	4,0	6,3	(36,3%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	91	58	56,7%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles)(**)	MM\$	144.460	131.455	9,9%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (9)	%	10,6%	28,7%	(63,2%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (10)	%	3,1%	8,4%	(62,8%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (11)	%	11,9%	12,4%	(4,0%)
	Utilidad por acción (12)	\$	756	1.789	(57,8%)

- (1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.
- (2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes netos de Inventarios y (ii) Pasivos Corrientes.
- (3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Total Patrimonio.
- (4) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Costos Financieros.
- (5) Corresponde a la razón entre (i) Pasivos Corrientes y (ii) Total Pasivos.
- (6) Corresponde a la razón entre (i) Pasivos No Corrientes y (ii) Total Pasivos.
- (7) Corresponde a la razón entre (i) Inversión Total y el promedio de (ii) Inventarios Corrientes actual e Inventarios Corrientes del periodo anterior.
- (8) Corresponde a la inversa de (i) Rotación de Inventarios por (ii) Número de días del año.
- (9) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y el promedio de (ii) Patrimonio actual y Patrimonio del periodo anterior.
- (10) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y el promedio de (ii) Total Activos actual y Total Activos periodo anterior.
- (11) Corresponde a la razón entre (i) Resultado Bruto de Explotación y promedio de (ii) Propiedad, Planta y Equipo actual y Propiedad, Planta y Equipo periodo anterior.
- (12) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y (ii) Total Número de Acciones.

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

Estado de Ganancia (Pérdida)	dic-21 MM\$	dic-20 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	670.129	601.056	69.073	11,5%
Materias primas y consumibles utilizados	(365.986)	(323.126)	(42.859)	13,3%
Margen de contribución	304.144	277.930	26.214	9,4%
Gasto por beneficio a los empleados	(57.212)	(44.232)	(12.979)	29,3%
Otros gastos por naturaleza	(91.712)	(93.901)	2.189	(2,3%)
Ganancias (Pérdidas) por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(10.761)	(8.342)	(2.419)	29,0%
Resultado bruto de explotación	144.460	131.455	13.005	9,9%
Gasto por depreciación y amortización	(41.282)	(39.029)	(2.253)	5,8%
Resultado de explotación	103.178	92.426	10.752	11,6%
Resultado financiero	(28.214)	(49.558)	21.344	(43,1%)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	(0)	605	(605)	(100,1%)
Otras ganancias (pérdidas)	3.464	147.993	(144.529)	(97,7%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	78.428	191.466	(113.038)	(59,0%)
Gasto por impuestos a las ganancias	(18.297)	(49.105)	30.808	(62,7%)
Ganancia procedente de operaciones continuadas	60.131	142.361	(82.230)	(57,8%)
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	-	0	0	0,0%
Ganancia (pérdida)	60.131	142.361	(82.230)	(57,8%)
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	59.809	141.806	(81.997)	(57,8%)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	321	555	(233)	(42,1%)

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación aumentó respecto al mismo periodo del año anterior en MM\$10.752, lo que se explica principalmente por:

a) Mayor Margen de contribución de MM\$26.214 debido principalmente a:

- Mayor margen de Distribución (MM\$8.281) principalmente por mayores ventas de energía (MM\$10.109) y al efecto positivo del IPC chileno y del IPC de Estados Unidos por MM\$ 6.307, lo anterior compensado por una menor indexación por tipo de cambio de MM\$ 3.584, debido a la devaluación del dólar (especialmente relacionado con los ingresos del primer semestre), menores actividades de corte y reposición por MM\$ 959, mayores pérdidas de energía por MM\$1.155 (10,1 % en 2021 versus 9.5% en 2020), otros descuentos tarifarios por MM\$ 1.109 y mayores compras de potencia por MM\$1.328.

- Menores ingresos por generación en Edelaysen por MM\$3.066, principalmente por el aumento del uso de combustibles en la matriz de generación, acompañado del aumento sostenido en el precio del petróleo.
 - Mayores ingresos de transmisión (MM\$19.916), explicado principalmente por reconocimiento de ingresos de transmisión de acuerdo con los resultados publicados en el Informe Técnico Final (ITF) de fecha agosto 2021, que entrega las bases para el cálculo de las tarifas de los años 2020 a 2023. Para el año 2020 y lo que va del año 2021, la Sociedad había realizado una estimación conservadora del resultado de este Informe para sus tarifas a cobrar en esos períodos. El Informe, si bien implicó una baja respecto de los peajes del cuatrienio anterior (especialmente relacionado con la tasa de descuento regulatoria de 10% antes de impuestos a 7% después de impuestos, equivalente a 8,2% antes de impuestos), no fue tan relevante como inicialmente considerado por la Sociedad, debiéndose realizar este ajuste por los dos años equivalente a MM\$ 12.575 de ingreso adicional, además de la entrada en operación de nuevas instalaciones y aumento de ingreso por indexación, ambos por un total de MM\$7.341.
 - Mayores Otros ingresos (netos de materiales), especialmente por servicio de mantenimiento de líneas de transmisión a empresas mineras por MM\$ 3.494 y mayores cobros por intereses por deuda morosa de MM\$ 1.263, lo anterior compensado parcialmente por menores ingresos por gestión de demanda y equipos móviles (parte de este negocio no pudo continuar por restricciones de giro exclusivo) por MM\$ 2.326 y menores ingresos por construcción de obras y trabajos a terceros por MM \$1.423. Si bien, las ventas de materiales (netos de costos por servicios a empresas mineras) e ingresos por venta al detalle de productos y servicio aumentaron en MM\$ 9.224, esto se ve compensado por mayores compras de materiales por MM\$ 9.184.
- b) Mayores Gastos del personal (MM\$12.979), principalmente por el pago del bono por término de conflicto por cierre anticipado de negociación colectiva que estará vigente por los próximos 3 años (MM\$ 4.303), mayores pagos por indemnización de años de servicio relacionada por mayores desvinculaciones (MM\$ 1.249) por reestructuración relacionada con Ley de Giro exclusivo, menores activaciones de personal por MM\$930 debido a la menor cantidad de proyectos en construcción en 2021, MM\$ 2.885 relacionados con contrataciones adicionales para hacer frente a nuevos contratos de servicios con empresas mineras (relacionado con los mayores ingresos), aumento de los costos de vacaciones, colación y capacitación por un total de MM\$ 1.116 y actualización de remuneraciones por IPC.
- c) Menores Otros Gastos por Naturaleza (MM\$2.189), asociado principalmente a menores costos en operación y mantención del sistema eléctrico (MM\$3.453) y menores gastos por arriendo de maquinaria por MM\$ 609, ambos conceptos por menores actividades por pandemia, pero priorizándolas, de modo de no afectar la calidad de suministro. Además, esta línea incluye una recuperación de indemnización (ingreso) por seguro relacionado con siniestro en la central de generación Alto Baguales (perteneciente a la filial Edelaysen) por MM\$ 1.079. Lo anterior compensado parcialmente por mayores gastos en operación de vehículos viajes y viáticos por MM\$ 1.338 por mantención todo el año de protocolos de traslado y aumento de precios, y

mayores gastos de administración por MM\$ 797 debido a gastos en licencias anuales de software (aumentando el uso de tecnología en la operación) y mayores gastos en asesorías relacionadas con implementación de cambios societarios y de negocios (especialmente relacionadas con la Ley de Giro Exclusivo).

- d) Mayores pérdidas por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 (MM\$2.419). La Sociedad ha aplicado el modelo simplificado de pérdida esperada, y para efectos del cálculo se ha considerado la renegociación de los clientes vulnerables que ya la han pedido, según instruido por la autoridad. En el mes de junio se realizó un análisis a la cartera de deudores y se estimó que aquellos clientes (no considerados vulnerables) que antes de la Pandemia mostraban buen comportamiento, no mostrarían problemas para renegociar sus deudas ni tampoco para su pago. Tanto la cartera de clientes vulnerables como la de clientes con buen comportamiento son consideradas en un tramo sin morosidad y con un 90% de recuperabilidad. Esta nueva estimación generó una disminución de la provisión en 2021. No obstante, el 11 de febrero de 2022 se publicó la Ley 21.423 que establece que la deuda generada entre marzo 2020 y diciembre 2021 se cobra en 48 cuotas. Para aquellos clientes residenciales de menos de 250 kWh de consumo al mes, y para diversos grupos de clientes vulnerables, la cuota no puede superar el 15% de su facturación promedio. La cuota, además, es financiada por un subsidio del gobierno. Aquella parte de la deuda que no alcance a ser pagada en 48 cuotas se extinguirá, razón por la que la Sociedad realizó una provisión de deterioro por esa parte.
- e) Mayores gastos por depreciación (MM\$2.253) relacionados con el aumento de inversiones para hacer frente a requerimientos de mejoras (Norma técnica), ampliaciones de la red y nuevas obras.

2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación positiva de MM\$21.344 (menor pérdida) con respecto al mismo periodo del año anterior, principalmente por el impacto positivo de las diferencias de cambio MM\$48.609. La ganancia por tipo de cambio se debe principalmente a la actualización de los préstamos en cuenta corriente, en dólares, que la Sociedad y la filial Saesa mantienen con empresas del Grupo y que tienen el dólar de Estados Unidos como moneda funcional (STN, SATT, STC, Cabo Leones y Sagesa), que en 2021 generaron un mayor ingreso por presentar una mayor apreciación del dólar respecto del cierre del mismo período 2020 (\$133,1 por dólar de variación en 2021 vs -\$37,1 por dólar de variación en 2020). Lo anterior parcialmente compensado con mayores gastos por unidades de reajuste de MM\$ 25.345, principalmente por la actualización de las deudas en UF, como resultado de una mayor variación del IPC durante el período (6,6% en 2021 versus 2,6% en 2020).

3) Otras Ganancias

El resultado en Otras ganancias tuvo una disminución de MM\$144.429 debido a la utilidad generada en la venta del 100% de la propiedad que la Sociedad mantenía en la relacionada Eletrans a Chilquinta Energía en 2020.



4) Impuestos a las Ganancias

El mayor impuesto a las ganancias en 2020 se debe principalmente a la utilidad generada por la venta de Eletrans.

5) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$60.131 lo que implicó una disminución de MM\$82.230 respecto al mismo periodo del año anterior. Parte importante de esta diferencia está explicada por la utilidad de la venta de Eletrans en 2020, que en términos netos implicó ingresos adicionales de MM\$ 108.034 después de impuestos.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	dic-21 MM\$	dic-20 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	114.052	77.472	36.580	47,2%
de la Inversión	(191.862)	(30.248)	(161.614)	534,3%
de Financiación	55.586	(32.380)	87.966	(271,7%)
Flujo neto del período	(22.224)	14.844	(37.067)	(249,7%)
Variación en la tasa de cambio	133	(1.249)	1.382	(110,6%)
Incremento (disminución)	(22.091)	13.595	(35.685)	(262,5%)
Saldo Inicial	44.953	31.358	13.595	43,4%
Saldo Final	22.862	44.953	(22.090)	(49,1%)

El saldo de efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo alcanzó MM\$22.862, menor en MM\$22.091 respecto al mismo periodo del año anterior.

La variación negativa del flujo neto respecto al año anterior se explica principalmente por:

- 1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de operación, principalmente debido a una mayor recaudación por venta de bienes y prestación de servicios y otros cobros de la operación por MM\$ 47.307 (asociado a mayores ingresos brutos), acompañado por un menor flujo de pagos a proveedores por MM\$ 43.681 (en parte por retrasos en ciclos de pago) compensados parcialmente por el mayor pago de impuesto a la Renta en abril 2021 por MM\$ 33.823, relacionado principalmente con la utilidad generada en la venta de Eletrans y un mayor desembolso a empleados por MM\$14.806, relacionado con beneficios entregados por la negociación colectiva (bono término de conflicto y préstamos especiales), además del aumento por dotación y actualización.
- 2) Flujo negativo (variación negativa) de efectivo por Actividades de Inversión originado principalmente por el flujo positivo generado en 2020 por la venta de la venta de Eletrans a Chilquinta Energía de MM\$153.859 y la compra en 2021 de la empresa Tolchén Transmisión SpA por MM\$23.375, compensado parcialmente por menores inversiones en Propiedad, Planta y Equipo.
- 3) Flujo positivo (variación positiva) de efectivo por Actividades de Financiación, originado principalmente por mayor flujo neto por préstamos de entidades financieras, compensado parcialmente con menores préstamos de entidades relacionadas (Grupo Saesa), la que en 2020 se endeudó con el Sistema financiero por un total de MM\$ 80.000 con el que financió a sus filiales con el fin de hacer frente a la incertidumbre generada por COVID-19 y mayores pagos de dividendos.



IV. Mercados en que Participa

Eléctricas del Sur S.A., a través de sus filiales Saesa, Frontel, Edelayesen y Luz Osorno, distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, para sus clientes regulados y libres, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

A través de su filial STS, participa en los negocios de transmisión Zonal, Nacional y Dedicada, que permiten principalmente transportar energía desde las generadoras con contrato de suministro a empresas distribuidoras de las regiones del Bío-Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos. Adicionalmente, pero en menor medida, presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

También, desarrolla el negocio de generación con sus filiales Sagesa S.A. y SGA. La primera opera desde la Región del Bío-Bío a la Región de Los Lagos, con una central gas-diésel de 46 MW y grupos generadores diésel con una potencia instalada de 120 MW, aproximadamente. Parte importante de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del SIC, manejado por el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, Coordinador), a través de SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado. La otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel) para el suministro de sistemas medianos y aislados. Estos negocios son comparativamente de importancia menor respecto de los mencionados en los párrafos anteriores. La filial SGA también comercializa energía a través de contratos de suministro con generadoras con lo que abastece a sus clientes.

La filial Edelayesen, además de distribuir energía, la genera y transmite (verticalmente integrada en su calidad de sistema no conectado al Sistema Eléctrico Nacional, SEN) para sus clientes regulados en la zona (Región de Aisén).

En los últimos tres años, la Sociedad también ha participado en licitaciones para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de Transmisión Dedicada y Nacional. Esto a través de sus filiales STN, STC, Cabo Leones (Transmisión Dedicada) y SATT (Transmisión Nacional y Dedicada).

En la línea de distribución existe una alta atomización de los clientes, representando aproximadamente más del 73% de los ingresos de actividades ordinarias, según se muestra en la Nota N°23 de los Estados Financieros (el número de clientes y las ventas de energía de esta línea se detallan a continuación):

Cantidad de clientes

Tipo Cliente	dic-21	dic-20	Diferencia	Variación %
Residencial	811,281	788,399	22,882	2.9%
Comercial	49,659	49,281	378	0.8%
Industrial	3,894	3,836	58	1.5%
Otros	81,696	80,044	1,652	2.1%
Total	946,530	921,560	24,970	2.7%

Ventas de Energía facturada (12 meses, MWh)

Tipo Cliente	dic-21	dic-20	Diferencia	Variación %
Residencial	1.400.811	1.267.081	133.730	10,6%
Comercial	1.155.916	1.120.439	35.477	3,2%
Industrial	863.670	838.049	25.621	3,1%
Otros	565.316	541.445	23.871	4,4%
Total	3.985.714	3.767.014	218.699	5,8%

Principales Riesgos

Los principales riesgos a los que la Sociedad y sus filiales se ven expuestas están relacionados con cambios en su marco Regulatorio, suministro de energía, así como los riesgos financieros que se explican en la Nota 4 Política de Gestión de Riesgo de los Estados Financieros de la Sociedad.

1) Riesgo Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos liderados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para la fijación tarifaria en los segmentos de distribución, transmisión y generación de los sistemas medianos, así como licitaciones públicas para el suministro eléctrico destinado a clientes regulados.

En los procesos de fijación tarifaria la Autoridad fija su valor en base a normas de calidad de servicio, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. La CNE busca el óptimo económico, de operación e inversión en cada sistema, cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de los costos necesarios para operar, mantener y administrar dicho sistema de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados. La autoridad puede impulsar cambios en la Regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

A continuación, una descripción de los riesgos regulatorios:

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

b) Fijación de tarifas de generación y comercialización en el mercado

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, como generador comercializador establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios o participando de licitaciones de suministro de electricidad para clientes regulados impulsadas por la Comisión Nacional de Energía.

Los precios para valorizar la inyección de energía al mercado spot, son calculados por la Gerencia de Mercados del Coordinador y se denomina costo marginal horario que se obtiene en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura. La valorización de potencia se realiza considerando los precios calculados por la Comisión Nacional de Energía en fijaciones tarifarias semestrales.

Por otra parte, si el generador cuenta con contratos de suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes el valor de la energía vendida al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro.

Actualmente la relacionada Sagesa S.A. vende parte de su energía a la filial SGA quien en definitiva vende su energía a clientes libres (no sometidos a regulación de precios) bajo contratos que tienen cuatro años de vigencia. La energía vendida por SGA proviene, además de la comprada a Sagesa S.A., de otros generadores del sistema con quienes mantiene contratos de compraventa.

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando los costos medios de generación eficiente a valor nuevo de reemplazo en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio para las empresas operadores que individualiza. Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final.

En marzo 2020 se publicaron tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2018 hasta octubre 2022. Producto de la ley N° 21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/19, las tarifas para los usuarios finales de los SSMM quedan estabilizadas temporalmente. Las diferencias con respecto a la aplicación de la correcta indexación y la nueva tarifa fijada serán saldadas a medida que el precio promedio de suministro para el agregado de los clientes regulados del país baje respecto al precio estabilizado creado a partir de la publicación de la Ley N° 21.185.

Con fecha 03/09/2020 CNE publicó las bases técnicas preliminares, dando inicio al proceso de valorización y expansión de sistemas medianos, período noviembre 2022 – octubre 2026. A diciembre 2021, las bases técnicas definitivas, luego de consideradas las observaciones de las empresas, están siendo discrepadas en el Panel de Expertos.

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017 se publicó un nuevo Decreto 11T/2016 de fórmulas de tarifas, que regiría desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020.

En diciembre 2017 se publicó la Norma Técnica de calidad de servicio en Distribución (NTDx), la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, el 27 de septiembre de 2018, se publicó el decreto tarifario del Ministerio de Energía 5T/2018, que busca remunerar en tarifas finales los estándares solicitados por la norma mencionada, que implicarán mayores inversiones, así como mayores gastos. Los aumentos de tarifas se harán en forma gradual siendo compensados parcialmente con reducciones de tarifas anuales producto del reconocimiento de economías de escala en el servicio de distribución. El decreto 5T/2018 viene a complementar el decreto 11T/2016 publicado en 2017 y fija las tarifas de distribución que rigen hasta el 3 de noviembre de 2020.

Las tarifas de VAD son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local (IPC), inflación de Estados Unidos (CPI) y el tipo de cambio.

Respecto de la fijación de tarifa de Servicios Asociados al Suministro Eléctrico (SSAA), que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, el 24 de julio de 2018 se publicó el decreto 13T/2017 del Ministerio de Energía que fija las nuevas tarifas.

Adicionalmente, producto de la Ley N° 21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/19, denominada Ley Corta, cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Adicionalmente, establece que a partir del 1° de enero del año 2021, las empresas distribuidoras deberán implementar el giro exclusivo de distribución conforme las condiciones que CNE defina en una Resolución Exenta al efecto. Además, se reemplaza el mecanismo de Estudios ponderados para la fijación de la tarifa (2/3 estudio CNE + 1/3 Estudio Empresas) por un único Estudio encargado por la CNE, sujeto a observaciones y eventuales discrepancias ante el Panel de Expertos. Los cambios introducidos por la Ley Corta están siendo considerados en el proceso tarifario que establecerá las tarifas para el período noviembre de 2020 a noviembre de 2024, el cual se encuentra actualmente en curso.

Producto de la Ley N°21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/19, los niveles de precios asociados al valor agregado de distribución permanecerán constantes a la publicación del siguiente decreto de tarifas y las diferencias que se produzcan con respecto a haber aplicado la correcta indexación serán incorporados a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de fijación. Se encuentra en curso el proceso de fijación noviembre 2020 – octubre 2024 dónde se incorporarán estos saldos, los que serán reajustados sólo por IPC. Este proceso de fijación está en desarrollo y se espera que el decreto se publique a fines de 2022 con efecto retroactivo al 4 de noviembre de 2020.

Los cambios aquí indicados y los que vengan en el futuro podrían afectar los flujos de la empresa. Los riesgos relacionados con estos cambios son monitoreados continuamente con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

d) Fijación de tarifas de Transmisión

De acuerdo con la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de Transmisión Zonal y de transmisión Nacional.

La ley N° 20.936 estableció un nuevo marco regulatorio para el servicio de Transmisión. El primer proceso de valorización bajo este nuevo marco, tanto para las instalaciones calificadas como Zonal como para las instalaciones Nacionales (que no hayan sido licitadas) y Dedicadas de uso de clientes regulados, corresponde al período 2020-2023, procesos que fueron adjudicados a distintos consultores (Synex: Nacional y SIGLA: Zonal y Dedicado usado por regulados) y los cuales finalizaron en diciembre 2020. La CNE publicó su informe técnico final (ITP), luego de recibir y analizar las observaciones a la versión preliminar del informe. Durante el segundo semestre de 2021 se realizaron las etapas de discrepancias en el Panel de Expertos por parte de participantes, usuarios e instituciones interesadas. Se espera que CNE publique su Informe Técnico Definitivo (ITD) durante el primer semestre de 2022, el que será la base del decreto de valorización. Se espera el envío del decreto a toma de razón por parte de Contraloría en el primer semestre de 2022. Los valores resultantes serán retroactivos a enero 2020.

Producto del retraso existente en el proceso de valorización de las instalaciones de transmisión, cuyo inicio de vigencia corresponde al 1 de enero de 2020, la CNE incorporó un mecanismo de ajuste de los cargos de transmisión para evitar excesivas variaciones de los mismos, bajo el argumento que, de no hacerse los debidos ajustes, los cargos a los clientes finales experimentarían un alza innecesaria pues, a continuación, sufrirían una rebaja en sus cuentas, provocando entonces fluctuaciones en las señales de precio traspasables a los usuarios finales. En consecuencia, el cargo por transmisión se encuentra estabilizado desde enero 2020 a la espera de la publicación del nuevo decreto de valorización.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de transmisión, tanto nacional como zonal, son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y la rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, ante la CNE, el Panel de Expertos o la Contraloría General de la República.

e) Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo

Con fecha 9 de junio de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°176, modificada mediante Resolución Exenta CNE N°276, en adelante la “Resolución”, que determina el alcance de la obligación de Giro Exclusivo y Contabilidad separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley N° 21.194, en adelante la “Ley”.

De acuerdo con la Ley y la Resolución, las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Eléctrico Nacional deberán constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y sólo

podrán ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución, en conformidad con las exigencias establecidas en dichos cuerpos normativos. Estas exigencias se aplicarán a contar del 1 de enero de 2021. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas justificadamente a la CNE, incluyendo un calendario de planificación, indicando los plazos de cumplimiento de las exigencias respectivas, que en ningún caso podrán exceder del 1 de enero de 2022. Las filiales de Saesa, Frontel, Luz Osorno y Edelayson presentaron un calendario de planificación en el que describe las fechas en que daría cumplimiento a la Ley. Así, al cierre del 2020 las filiales Saesa y Frontel traspasaron sus activos de transmisión a Saesa Transmisión y Frontel Transmisión, respectivamente (producto de una división que fue aprobada por las Juntas Extraordinarias de Accionistas de cada empresa el 21 de diciembre de 2020, y que tuvo efecto el 31 de diciembre de 2020), dando cumplimiento a la primera parte de su planificación.

A la fecha Sociedad ha realizado los cambios de modo de dar cumplimiento a los plazos comprometidos a la Autoridad, entre ellos: enajenar activos que no forman parte del negocio de Distribución, reestructuración de personas de modo de realizar sólo aquellos servicios permitidos por la Ley de Giro exclusivo y mantener un sistema que separe los gastos de la Sociedad de acuerdo con lo solicitado por la Ley, de modo de distinguir aquellos que están solamente asociados al giro de distribución de otros gastos permitidos.

2) Contratos de suministro clientes regulados

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos cinco años.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro como resultado de las últimas licitaciones realizadas coordinadamente entre todas las distribuidoras, según las Bases Técnicas publicadas por CNE.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a los cambios legales introducidos mediante la Ley N° 20.805 de 2015 que permiten el traspaso de excedentes de energía licitada entre distribuidoras.

Producto de la entrada en vigor de la Ley N°20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, esta autoridad emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (enero 2024 – diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre de 2017 por el 100% de la energía licitada. Se estima que el 2026 podría requerirse energía regulada por lo que se inició un nuevo proceso de licitación para 2021 (2021/01) por alrededor de 2.310 GWh/año. A la fecha se presentaron 29 ofertas, siendo adjudicada el 7 de septiembre a 5 empresas con un precio promedio de 23,78 USD/MWh. A fines del año 2021 CNE publicó las bases de licitación 2022/01, por un total de 5.250 GWh, el que se espera sea adjudicado en julio 2022.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos, incluyendo el desarrollo de



proyectos de energía renovable, que permitirán disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio.

Además, está en discusión en el Congreso un proyecto de Ley que habilita a todos los clientes a elegir libremente su suministrador, conocido como “Ley de Portabilidad Eléctrica”.

3) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SEN se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía o limitaciones en la transmisión de energía o retraso de construcción de proyectos de generación.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Los cambios legislativos mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- A través de las licitaciones de suministro y licitaciones de obras de transmisión el regulador aumentó la matriz energética disponible.

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones ante un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

4) Riesgo filial STC

El riesgo al que la filial se ve expuesta está relacionado con el riesgo por atraso de la puesta en marcha de la principal Central a la que da servicios. En ese sentido, con fecha 27 de agosto de 2020 Eléctrica Puntilla comunicó que aplazaba la puesta en marcha de la Central Ñuble no antes del 2° semestre del año 2024.

Con fecha 4 de octubre de 2019, Hidroeléctrica Ñuble SpA ("Hidroñuble"), suscribió con la filial STC una modificación al contrato de peajes vigente entre ambas empresas por la utilización de las instalaciones de la Línea de Alta Tensión San Fabián-Ancoa, propiedad de STC. La modificación tuvo por objeto ajustar el contrato vigente entre las partes a la situación existente del desarrollo de los proyectos de ambas empresas, incluida la modificación del alcance de ciertas obligaciones, una prórroga del plazo y las condiciones para una eventual terminación anticipada. Esta modificación entró en vigor el 4 de octubre de 2019 e incluyó el pago de peajes desde septiembre 2018.

Con el objeto de garantizar el cumplimiento de las obligaciones de pago que pesan sobre Hidroñuble conforme la modificación a la que se hizo alusión en el párrafo anterior, Eléctrica Puntilla S.A. suscribió con la filial STC un contrato de fianza y codeuda solidaria, limitada a un monto equivalente a US\$13.325.000 (trece millones trescientos veinticinco mil dólares de los Estados Unidos de América), suma que representa parte de los pagos que Hidroñuble debe realizar a STC conforme los términos de la modificación acordada al Contrato de Peajes.

La Sociedad continúa monitoreando la evolución del proyecto de modo de cuantificar razonablemente cualquier antecedente que pueda impactar en su deterioro.

5) Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley N°21.249 que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. En ella, se establece que durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables.

Además, se establece que las deudas que contraigan dichos usuarios con las empresas entre el 18 de marzo de 2020 hasta los 90 días posteriores a la publicación de la Ley, se prorratearán en un número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el cliente, hasta un máximo de 12, y el comienzo de su cobro se postergará hasta la primera facturación que ocurra una vez que hayan transcurrido los 90 días, sin multas, intereses ni gastos asociados.

La Ley anterior, fue modificada por la Ley N°21.340, publicada el 22 de mayo de 2021, que extiende los beneficios hasta el 31 de diciembre de 2021 y la cantidad de cuotas hasta 48.

El 11 de febrero de 2022 se publicó la Ley 21.423 que regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia. Esta ley establece que la deuda generada entre marzo 2020 y diciembre 2021 se cobra en 48 cuotas sin multas ni intereses. Para aquellos clientes residenciales de menos de 250 kWh de consumo al mes, y para diversos grupos de clientes vulnerables, la cuota no puede superar el 15% de su facturación promedio. La cuota, además, es financiada por un subsidio del gobierno. Aquella parte de la deuda que no alcance a ser pagada en 48 cuotas se extinguirá.

6) Riesgo COVID-19

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud caracterizó el brote de una cepa del nuevo coronavirus ("COVID-19") como una pandemia que ha resultado en una serie de medidas de salud pública y emergencia que se han puesto en marcha para combatir la propagación del virus. Hasta la fecha, las autoridades y sus instituciones han estado tomando una serie de medidas para mitigar los efectos de esta pandemia, tanto desde el punto de vista sanitario, así como los efectos que puede ocasionar en la economía del país, por lo anterior, el 18 de marzo de 2020 fue decretado el Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe.

En este contexto, la Sociedad ha implementado diversos planes de acción para enfrentar esta pandemia, los cuales abarcan aspectos de protección de la salud de los colaboradores, aseguramiento de la continuidad operacional y cumplimiento de lo establecido con clientes, seguimiento de morosidad por tipo de deudores y cartera y análisis de futuros requerimientos de capital y liquidez.

Para la Sociedad, la prioridad ha sido mantener la continuidad operacional y del suministro según los estándares requeridos por la normativa vigente cuidando de sus trabajadores y contratistas y clientes, ante los posibles efectos del brote de COVID-19, considerando las medidas gubernamentales que se están tomando para reducir su propagación.

- Plan de continuidad operacional: Se ha establecido que todos los colaboradores de la Sociedad que puedan realizar trabajo de manera remota desde sus hogares de acuerdo con la naturaleza de sus responsabilidades lo puedan hacer. Al 30 de septiembre de 2021, la Sociedad ha determinado un plan de retorno flexible y semipresencial para sus trabajadores, el cual está sujeto a la evolución de la pandemia y las medidas adoptadas por la autoridad sanitaria pertinente.
- Protección de salud de los colaboradores: Implementación de protocolos sanitarios para aquellos trabajadores que deban realizar su trabajo en terreno, tanto en actividades de operación y mantenimiento, construcción y atención de público, además de contar con kits de seguridad basados en las recomendaciones de las autoridades sanitarias competentes. Esto ha permitido mantener los estándares de operación del sistema eléctrico (según lo requerido por Ley, ya que como empresa de servicio público no se puede dejar de prestar el servicio), así como evitar retrasos mayores en la construcción de obras que atenderán el crecimiento futuro del consumo.
- Seguimiento de la morosidad por tipo de deudores y cartera: La Sociedad ha establecido un comité corporativo para dar un seguimiento continuo en estos aspectos. El 22 de mayo del 2021 se publicó la Ley N°21.340 que tiene por objetivo ampliar, por segunda vez, la aplicación de la Ley N°21.249, donde la iniciativa de suspender el corte de suministro acordada entre las empresas eléctricas y el Gobierno fue ampliada al 80% más vulnerable, además se establece que hasta el 31 de diciembre de 2021 las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, y los meses de prorrateo para el pago de la deuda de energía de estos clientes se amplía a 48 cuotas.

Por otra parte, la Sociedad ha reforzado sus canales web (cuyo uso ha aumentado en forma considerable), y está mejorando el proceso de obtención de convenios de pago de los clientes, de modo de aquellas personas, que presentan inconvenientes, puedan realizarlo con facilidad a través de la página web de la empresa o atención presencial en sucursales disponibles.

- Análisis de futuros requerimientos de capital y liquidez: La Sociedad ha estado monitoreando de cerca el mercado de financiamiento en busca de mejores alternativas y ser oportuna en la obtención de nuevos créditos. Al cierre de diciembre de 2021, la Sociedad y sus filiales mantienen créditos por MM\$95.000 con Banco Scotiabank, MM\$37.000 con Banco BCI (MM\$22.000 de los cuales están financiados en el largo plazo), MM\$40.000 con Banco de Chile (MM\$30.000 de los cuales están financiados en el largo plazo), y MM\$25.000 con banco Itaú (MM\$10.000 de los cuales están financiados en el largo plazo), que sumado a lo solicitado en junio 2020 por MM\$80.000 con Banco Estado (financiado en el largo plazo), a través de Inversiones Grupo Saesa Limitada, matriz del grupo, tienen como objetivo asegurar asegurar la liquidez, el financiamiento del plan de inversiones y proyectos en ejecución de sus filiales. La filial STA está en proceso obtener un financiamiento en mercados extranjeros por USD 380 millones en el largo plazo, con el que refinanciará parte de las deudas que se mantienen en el corto plazo, quedando la Sociedad en una mejor posición de liquidez.



La Sociedad se encuentra evaluando activamente y respondiendo, a los posibles efectos del brote de COVID-19 en nuestros colaboradores, clientes, proveedores, y distintos stakeholders, en conjunto con una evaluación continua de las acciones gubernamentales que se están tomando para reducir su propagación.

El grado de incertidumbre generado por COVID-19, como evento muy excepcional, podría afectar las estimaciones realizadas por la Administración con mayores desviaciones a las históricamente presentadas, considerando que en la realidad el escenario ha tenido constantes cambios.

Al 31 de diciembre, el principal efecto en el Estado de Resultados Integrales de la Sociedad tiene relación con la morosidad de los clientes (ver explicación en letra d del número 1, Resultado de la explotación), que en 2021 fue superior en 29% para el mismo período del 2020.